E 2039
FF8 000000 068347

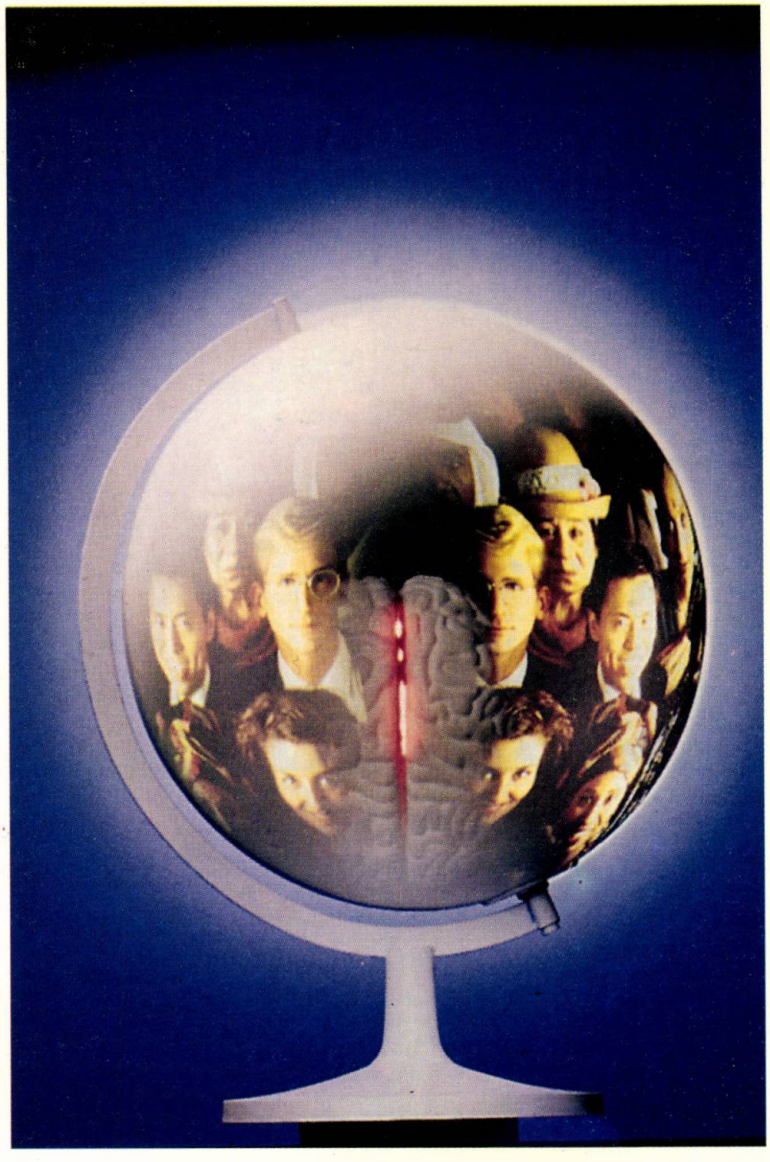
1 ENERGETICA

SERIA A

GSCI

e

IANUARIE - FEBRUARIE 1996



The art of being local worldwide

ABB Energoreparaţii Romania Ltd.
Bucharest

ABB Power T&D Ltd.
Bucharest

ABB Rometrics Ltd.
Timişoara

ABB Romania Ltd.
16, Ion Cîmpineanu St.
70100 Bucharest

ABB

ORSZÁGOS KÖZPONTI MŰSZAKI KÖNYVTÁR 1883

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 44 | Nr.1, SERIA A | IANUARIE - FEBRUARIE 1996

ISSN 1220 - 5133

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuând tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:
- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparţin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parţială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacţie. Sunt autorizate numai citările destinate lucrărilor ştiinţifice şi volumelor în care acestea sunt inserate.

Revista apare alternativ în două serii :
- seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;
- seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, staţiilor electrice, ale liniilor de transport şi distribuţie a energiei electrice, sisteme electroenergetice etc.

Fiecare serie are 6 numere pe an.

CUPRINS

Interviul luat de preşedintele Colegiului de Redacţie al revistei Energetica domnului dr. ing. Victor Romert, preşedintele RENEL 3 - 6

Număr special "Probleme actuale şi de perspectivă ale hidroenergeticii româneşti"

DUMITRU CEZAR IONESCU : Editorial 7 - 8

PAUL GHEORGHIESCU: Schiţă de strategie a dezvoltării sectorului hidroenergetic în perioada 1995 - 2005 9 - 16

DUMITRU SPIRIDON : Necesitatea realizării unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj de mare putere în România 17 - 25

IOAN SOICULESCU, MARIA DUMITRESCU: Soluţii tehnice pentru creşterea producţiei de energie electrică la centralele hidroelectrice în funcţiune 26 - 33

GHEORGHE LUCA: Consideraţii privind calculul eficienţei economice a CHE din România 34 - 38

VALERIU BOGAN, IRINA BOGAN: Gradul actual de valorificare a potenţialului hidroenergetic al României cu evidenţierea unor aspecte care justifică amenajarea în continuare a resurselor hidroenergetice ale ţării 39 - 43

DIN ENERGETICA MONDIALĂ 16, 33

ISTORIA ENERGETICII

PAUL CARTIANU: O carte de demult 38

PUNCTE DE VEDERE

GHEORGHE COCOŞ : Folosirea Fondului Special de dezvoltare a SEN în interesul consumatorului 43 - 44

INFORMAŢII 25

DAN PILLAT: Precizări privind criteriile de evaluare a rentabilităţii proiectelor energetice 45 - 46

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)322 06 92 ; (401)321 69 66/251
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

COLEGIUL DE REDACŢIE

BIROUL: dr . ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte, redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Vasile RUGINĂ - secretar de redacţie; ing. Radu OPINCARU; ing. Ion CONECINI; ing. Vladimir CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Dan GHEORGHIU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: conf. dr. ing. Florin ALEXE; ing. Ovidiu APOSTOL; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; conf. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; dr. ing.Laurenţiu GOIA; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU ; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. ing. Mircea NEMEŞ; conf. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; conf. dr. ing. Petre POSTOLACHE; dr. ing. Dan Ion PREDOIU; ing. Radu REGMAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU

Redactor : Ana Maria CHIVU

Tiparul executat la GSCI

Redacţia şi administraţia: GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)322 06 92; (401)321 69 66/251; Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Interviul luat de preşedintele Colegiului de Redacţie al revistei ENERGETICA domnului dr.ing. Victor Romert, preşedintele RENEL

Stimate domnule preşedinte,

Cu ocazia începutului de an, revista ENERGETICA obişnuieşte să prezinte cititorilor săi părerile unor personalităţi din domeniul energiei în legătură cu principalele probleme care frământă pe specialişti.

Ca urmare vă rugăm ca în calitate de preşedinte al RENEL să răspundeţi la câteva întrebări. Punctele dv. de vedere vor fi de mare interes pentru cititorii revistei.

I. În legătură cu Centrala Nucleară Cernavodă

Motivaţie

17 % din producţia mondială de energie electrică a fost acoperită în anul 1994 de centralele nucleare electrice. Totuşi, în tabloul general al grupurilor electrogene nucleare care cuprindea, la 1 ianuarie 1995, 432 unităţi cu o putere totală de circa 340 GW, România nu apare. În schimb, în cadrul unităţilor "în construcţie", din cele 48 grupuri, România apare cu cinci grupuri; desigur, este vorba de centrala Cernavodă în care, după cum se ştie, primul grup va fi pus în funcţiune în cursul anului 1996.

Clubul de la Roma, şi în general opinia publică din majoritatea ţărilor din lume, consideră că energia nucleară este o opţiune pentru "pacea verde", faţă de celelalte forme de energie care duc la emisiuni de CO_2 şi alte gaze în atmosferă. Această opţiune trebuie însă tratată cu toată răspunderea, dat fiind că există riscuri pe care ar trebui să le micşorăm la nivelul cel mai scăzut posibil.

Avem avantajul că înainte de a pune în funcţiune primele unităţi, trăim într-un climat favorabil cooperării nucleare (mai degrabă decât cel al confruntării).

România a devenit membru al Agenţiei Internaţionale pentru Energie Atomică (International Atomic Energy Agency - IAEA), încă de la înfiinţarea sa în 1952.

O activitate intensă şi multilaterală a acestei prestigioase instituţii a dus la o serie de reglementări internaţionale, care au avut ca scop încurajarea creşterii producţiei de energie nucleară în scopuri paşnice, în condiţii de securitate şi asigurându-se o "dezvoltare durabilă".

Reglementările de bază ale IAEA în domeniul centralelor nucleare au avut ca obiectiv principal: organizarea guvernamentală a legislaţiei pentru centralele nuciearoelectrice privind amplasarea, proiectarea, exploatarea şi organizarea calităţii (QA) pentru siguranţa maximă a centralelor nucleare. Cerinţele de bază se referă la instruirea personalului şi la asigurarea calităţii printr-un program care include controlul şi inspecţia.

In septembrie 1994 IAEA a iniţiat semnarea unei "Convenţii Internaţionale pentru Siguranţa Nucleară".

In martie 1995, la sesiunea consiliului IAEA s-a aprobat un document de o deosebită importanţă "*Principiile gospodăririi deşeurilor radioactive*" care urmează a se transforma într-o convenţie semnată de statele membre.

I. Intrebări

I.1. In ce măsură întârzierea punerii în funcţiune a grupurilor centralei nucleare de la Cernavodă a afectat economia românească din diferite puncte de vedere? Existau variante de opţiuni mai avantajoase ?

Răspuns

România nu dispune pentru producerea energiei electrice necesare în următorii 10-20 de ani decât de uraniu, lignit şi de potenţial hidroenergetic. Declinul extracţiei de gaze naturale şi ţiţei restrânge aproape total utilizarea hidrocarburilor pentru energetică.

Întârzierile în realizarea programului nuclear sunt de cel puţin 10 ani şi se reflectă negativ asupra balanţei de energie primară a României.

Este fără îndoială o gravă greşeală strategică faptul că în anii '70 s-a dat prioritate lignitului faţă de energia nucleară. Acestea sunt faptele !

Dacă ne referim la perioada de după 1990, problema se reduce la Unitatea 1 de la Cernavodă, care potrivit programului iniţial şi angajamentelor consorţiului AECL-ANSALDO trebuia pusă în funcţiune la finele anului 1994; termenul contractual este însă 31.12.1995.

I.2. Care sunt cauzele principale ale întârzierii punerii în funcţiune a grupului 1 din centrala Cernavodă şi care sunt prevederile pentru viitorul apropiat ?

Răspuns:

Întârzierea punerii în funcţiune a unităţii 1 Cernavodă se datoreşte managementului necorespunzător al consorţiului AECL-ANSALDO în contextul contractului de conducere a proiectului încheiat cu consorţiul în 1991. Potrivit acestui contract (articolul 3.2.) consorţiul are "autoritatea deplină în conducerea proiectului" şi "poate amâna data planificată de punere în funcţiune din orice motiv, altul decât incompetenţa consorţiului".

Punerea în funcţiune, primul paralel al grupului de 600 MW se prelimină a fi martie 1996.

I.3. Care sunt principalele măsuri organizatorice care au fost luate pentru realizarea unei funcţionări sigure a centralei Cernavodă ? Au fost luate în considerare reglementările IAEA şi experienţa accidentelor altor centrale ?

Răspuns

Prin natura tehnologiei CANDU reactorul nuclear este unul dintre cele mai sigure.

Măsurile de protecţie radioactivă şi de siguranţă corespund atât normelor canadiene, cât şi standardelor româneşti în materie, care au preluat şi reglementări americane. Nu se face nici un rabat de la procedurile de autorizare. De altfel autorizarea se face sub responsabilitatea CNCAN, organ independent.

I.4. Care este perspectiva unităţii 2 şi a centralei în general, ce impact poate avea pe plan regional realizarea CNE Cernavodă la profilul de 5x600 MW ?

Răspuns

Pentru unitatea 2 programul prevede punerea în funcţiune până în anul 2000. Pentru terminarea ei sunt necesare fonduri de circa 700 mil. USD, din care 50% pentru import.

S-a întocmit un studiu de fezabilitate, care a fost transmis la peste 20 companii şi firme din domeniu, ce ar putea fi interesate în finanţarea sau execuţia obiectivului.

Realizarea CNE Cernavodă la profilul de 5x600 MW ar avea un impact deosebit pe plan regional .

O finanţare din partea G7 interesat în oprirea centralelor nucleare nesigure din Bulgaria, Ucraina, chiar Ungaria şi Slovacia ar permite realizarea acestui obiectiv. România ar putea furniza acestor ţări energie electrică ieftină şi sigură. S-ar rezolva astfel o problemă de importanţă majoră pentru zona noastră şi chiar a Europei.

II. In legătură cu aspectele organizatorice şi legislative ale energeticii româneşti

Motivaţie

Revista ENERGETICA încurajează prezentarea părerilor şi punctelor de vedere ale specialiştilor din ţară şi din străinătate, asupra problemelor actuale.

Perioada de tranziţie de la economia centralizată la economia de piaţă determină o schimbare de mentalitate, dar, în acelaşi timp, şi o reorganizare ajutată de o legislaţie adecvată.

În lume, problema organizării sectorului energetic nu este rezolvată uniform. De la monopol de stat sau centralizare excesivă la descentralizare şi competiţie excesivă, în diferitele ţări găsim variante şi modele, care depind în mare măsură de condiţiile locale. Intre alţi specialişti revista ENERGETICA a cerut şi părerea d-lui John Baker, actual preşedinte al adunării executive a CME şi fost director în conducerea CEGB UK, care, după cum se ştie, s-a transformat prin privatizare în mai multe unităţi. De asemenea, revista noastră a organizat o masă rotundă cu titlul "Competiţia în sectorul energiei", la care au participat şi specialişti români şi specialişti străini. Desigur, punctele de vedere au folosit pentru cristalizarea unor idei care să constituie baza unor decizii.

II.1. Intrebări

II.1. Care sunt , după părerea dv., cauzele pentru care energetica românească a rămas în urmă din punct de vedere tehnologic faţă de nivelul mondial ?

Răspuns

În raport cu nivelul mondial, energetica românească este în urmă cu 15-20 de ani. In raport cu vecinii nu este chiar aşa de înapoiată. Plătim tribut concepţiei de "independenţă energetică" prost înţeleasă, care a dus la limitarea accesului la tehnologia din ţările avansate şi la sistemul de organizare pe principii de piaţă.

II.2. Dintre modelele existente în diferite ţări pentru organizarea şi funcţionarea sectorului energetic, care vi se pare mai apropiat condiţiilor concrete ale României şi de ce ?

Răspuns

Modelele de organizare a sectorului energetic existente în diferite ţări se pot structura în următoarele două categorii de bază:

• Modelul companiei integrate vertical (indiferent de forma de proprietate) cu diversele ei variante, în care producţia, transportul şi distribuţia fac parte din aceeaşi companie, chiar dacă sunt separate ca centre de cost/profit. Este cazul EdF (Franţa), ENEL (Italia), RWE (Germania), PPC (Grecia) etc. Există şi varianta în care distribuţia este separată în una sau mai multe companii ca în cazul SEP (Olanda), TEK (Turcia), OEZ (Cehoslovacia) etc.

• Al doilea model este cel dezintegrat total sau parţial, în care producătorii şi distribuitorii sunt companii independente, iar transportul cu dispecerul constituie "operatorul unic". Asemenea modele se regăsesc în Anglia şi Polonia. Acest gen de model este însă foarte puţin răspândit şi presupune o economie de piaţă avansată. Polonia are, din acest punct de vedere, dificultăţi, iar în Anglia acest model a dus la creşterea exagerată a tarifelor la consumatorii "cap...". Este semnificativ faptul că în Olanda se revine la modelul total integrat pe verticală.

Pentru România, modelul nu poate fi decât cel integrat vertical, date fiind condiţiile economice (piaţa), structura tehnologică a sectorului şi necesitatea menţinerii tarifului în limite rezonabile.

RENEL trebuie să devină o companie publică cu evoluţie spre o societate pe acţiuni.

Să nu uităm că sectorul energetic aparţine infrastructurii şi nu industriei şi este un serviciu public. O companie publică răspunde foarte bine cerinţelor Uniunii Europene şi nu exclude concurenţa internă între producătorii din companie prin sistemul de "cumpărător unic" şi "operator unic". De asemenea, acest lucru permite existenţa producătorilor independenţi.

II.3. Cum se explică greutăţile pe care le are RENEL în dezvoltarea şi modernizarea instalaţiilor proprii care ar trebui să implice investiţii "normale", acoperite din veniturile "normale", cu atât mai mult cu cât în această etapă ponderea investiţiilor se alocă modernizărilor şi mai puţin instalaţiilor noi ?

Răspuns

Greutăţile actuale în materie de investiţii, dezvoltări şi modernizări se datoresc nivelului scăzut al desfacerii (marfă) şi tarifelor bazate pe încadrarea în aşa- zisul "nivel al pieţii internaţionale", care nu există. Deşi în tarif există o taxă de dezvoltare, aceasta, în condiţiile actualului blocaj financiar, este numai o sursă de plată a executanţilor. În mod "normal" investiţiile, dezvoltarea ar trebui să se finanţeze din profitul brut.

Deoarece valoarea capitalului necesar dezvoltării energetice este mare în toate ţările, a doua sursă o constituie creditele. De credite interne în prezent nu se poate beneficia, aşa că rămân cele externe. Se impune încurajarea investitorilor străini.

II.4. Credeţi că apariţia unei legi noi a energiei ar putea ajuta la rezolvarea problemei eficientizării acestei activităţi ? Care ar fi principiile care ar trebui reglementate ?

Revista ENERGETICA şi-a propus - la cererea cititorilor - să organizeze în cursul anului 1996 o masă rotundă cu acest subiect. Consideraţi această acţiune ca utilă RENEL ?

Răspuns

Legea energiei este deosebit de necesară şi ea trebuie să reglementeze atât cadrul intern al sectorului, cât şi pe cel impus de aderarea la Uniunea Europeană.

Legea energiei trebuie să reglementeze statutul Companiei publice de electricitate, al producătorilor independenţi, al investitorilor străini, al furnizării energiei electrice şi căldurii.

Trebuie să stipuleze obligaţiile "serviciului public", ale "cumpărătorului unic", procedura şi organul de reglementare al autorităţii în serviciul public.

Să dea răspuns problemei "accesului reglementat al terţilor la reţea".

O dezbatere între specialişti pe tema legii energiei o consider deosebit de utilă, având în vedere faptul că proiectul legii este deja elaborat şi urmează a fi înaintat Guvernului.

Vă mulţumim domnule preşedinte pentru răspunsurile dv.
Profităm de ocazie să urăm RENEL-ului cât mai multe succese în dezvoltarea energeticii româneşti.

Preşedintele Colegiului de Redacţie,
dr.ing. Eugeniu Pavel

Editorial

Resursele energetice primare constituie întotdeauna o problemă de strategie, fie că este vorba de un consumator individual, de o companie sau de o ţară. Ceea ce le diferenţiază sunt numai eforturile financiare şi scara sau dimensiunile consecinţelor.

În acest context, a analiza poziţia pe care o ocupă resursele hidroenergetice în problematica complexă a resurselor primare, înseamnă a le defini corect utilitatea, accesibilitatea şi, evident, importanţa.

În mod tradiţional, resursele primare pot fi analizate din numeroase puncte de vedere, dar două dintre ele sunt de mai mare importanţă. În primul rând, posibilitatea lor de a se regenera, deci de a nu se epuiza, aparţinând unui circuit natural care le redă ciclic valoarea energetică. În al doilea rând, este vorba de gradul lor de concentrare energetică, unele dintre resurse având o concentrare foarte mare, cum sunt combustibilii fosili sau nucleari, iar altele o concentrare redusă, cum este cazul majorităţii resurselor regenerabile de tip solar, eolian, geotermal, biomasă etc.

Concentrarea ridicată, orientează energetica spre realizarea de surse de putere mare şi implicit a unui transport de energie la distanţă, iar cea redusă, mai ales spre surse distribuite, amplasate la consumatori şi necesitând un transport limitat.

În ultimele decenii, pentru resursele primare au apărut cerinţe noi, unele dintre ele devenind prioritare, cum este cazul celei de protecţie a mediului. Toate aceste aspecte demonstrează importanţa abordării problematicii resurselor ca o problematică de strategie, pe termen în general mediu şi lung.

Analizarea resurselor hidroenergetice prin prisma celor menţionate, permite definirea lor ca resurse regenerabile, cu concentrare energetică medie, fiind aproape singurele resurse regenerabile care permit realizarea de surse concentrate de putere.

Din punctul de vedere al protecţiei mediului, ele trebuie analizate cu anumită precauţie, deoarece aparent ele nu sunt poluante, dar produc schimbări importante în natură, cu consecinţe care sunt mai dificil de evaluat şi luat în considerare.

În România, în această perioadă de tranziţie, posibilităţile de dezvoltare ale hidroenergeticii ridică nenumărate probleme şi ele trebuie analizate cu multă rigurozitate.

În primul rând, trebuie ţinut cont că în trecut acestei resurse i s-a acordat importanţa pe care o merită, fiind realizate majoritatea amenajărilor importante pe care resursele ţării le oferă. De asemenea, s-au început amenajările mai puţin economice, existând în prezent un număr foarte mare de asemenea obiective în construcţie, neterminate şi cu un puternic potenţial uman implicat.

Ţinând cont de aceste aspecte, elementele de bază necesar a fi luate în considerare pentru o evaluare corectă a problemei dezvoltării sectorului hidroenergetic pot fi:

- potenţialul amenajabil existent;
- lucrările în construcţie şi potenţialul uman implicat;
- cerinţele sistemului electroenergetic de acoperire la vârf a curbei de sarcină;
- resursele financiare disponibile;
- intervalul de timp considerat pentru stabilirea politicii energetice;
- contribuţia posibilă a resurselor hidroenergetice la ameliorarea balanţei energetice a ţării;
- contribuţia la reducerea poluării;
- oportunitatea modernizării instalaţiilor existente din sistemul electroenergetic.

Acordarea unei ponderi corecte a categoriilor menţionate nu este deloc uşoară şi nu se poate face decât apelându-se la modele speciale de prognoză a dezvoltării, ea fiind pentru România o problemă încă de strategie de nivel naţional. Cu toate dificultăţile menţionate, din punct de vedere tehnic se pot stabili anumite priorităţi. Acestea pot fi următoarele:

- în această perioadă, sectorul hidroenergetic nu se află în situaţia de a contribui prin realizarea de noi centrale la echilibrarea balanţei de energie a ţării, deoarece există excedent de putere în sistem (este drept, bazat parţial pe hidrocarburi importante), iar amenajările posibile nu sunt de putere mare. Modernizarea celor

existente constituie unica direcţie rezonabilă care trebuie luată în considerare, din punctul de vedere al unor investiţii imediate în acest sector, evident, alături de modernizarea celorlalte tipuri de centrale din sistem;

- începerea unui program imediat de investiţii pentru utilizarea resurselor hidroenergetice, din considerente de poluare nu constituie o prioritate pe termen scurt, ci numai una pe termen lung, deoarece în acest moment România, datorită termoficării, nu este unul din poluatorii importanţi din Europa;

- pentru dezvoltarea pe termen mediu, devine importantă realizarea unor centrale cu pompare-acumulare, ţinându-se cont de contribuţia viitoare a centralei nucleare de la Cernavodă, care va funcţiona în zona de bază a curbei de sarcină;

- problemele sociale legate de resursele umane implicate în obiectivele hidroenergetice în construcţie, nu pot fi neglijate, ele constituind o problemă de strategie pe termen scurt.

În concluzie, acest număr al revistei încearcă să ofere publicului de specialitate cele mai semnificative preocupări şi priorităţi ale acestui sector energetic.

Redactor şef adjunct
Dumitru Cezar Ionescu

Notă. La masa rotundă au fost prezentate 22, de lucrări din care, din lipsă de spaţiu grafic, sunt publicate numai cinci. Lista lucrărilor nepublicate, precum şi lucrările in extenso pot fi consultate la redacţie.

SCHIŢĂ DE STRATEGIE A DEZVOLTĂRII SECTORULUI HIDROENERGETIC ÎN PERIOADA 1995 - 2005

ing. PAUL GHEORGHIESCU *

Lucrarea prezintă o strategie a sectorului hidroenergetic în perioada 1995 - 2005. Preluând din strategia generală RENEL obiectivele referitoare la sectorul hidroenergetic, se dezvoltă elementele de strategie proprii sistemului hidroenergetic.

Abordarea strategiei sectorului hidroenergetic este făcută pe trei niveluri ierarhice: "obiective", "direcţii de acţiune" şi "sarcini".

În lucrare sunt prezentate numai obiectivele şi direcţiile de acţiune. În ceea ce priveşte "sarcinile" derivate din direcţiile de acţiune (secvenţă absolut necesară unei strategii complete) acestea vor face obiectul unei dezvoltări ulterioare realizată cu contribuţia filialelor de centrale hidroelectrice, când se va trece de la etapa "schiţa de strategie" la etapa "strategie completă".

A strategy on the hydropower sector development is presented. Considering the hydropower goals from the general strategy of RENEL, aspects proper to the hydropower system are further on developed.

This is a three ierarchic level approach of the hydropower sector namely: goals, actions and tasks. The paper deals only with the goals and the actions. As regards the tasks coming from the actions (a sequence which is strctly needed by a complete strategy) they will be further on developed in cooperation with HPP subsidiaries when the "draft strategy" develops to the "complete strategy".

Descriptori: hidroenergetica României, strategie, perioada 1995 - 2005

1. Date generale privind Sistemul Energetic Naţional*

La 1.01.1995 Sistemul Energetic Naţional avea următoarea structură de putere:

Putere total instalată 20 632 MW

din care:

- centrale pe cărbune 8 614 MW
- centrale pe hidrocarburi 6 235 MW *
- centrale hidroelectrice 5 783 MW **

* nu sunt cuprinse şi centralele autoproducătorilor

** nu sunt cuprinse centralele din patrimoniul DGTDEE

Structura producţiei/consumului de energie electrică în anul 1994 a fost următoarea :

	Energie [GWh]	Putere medie [MW]	Pondere [%]
Total consum	55 740	6 363	100,00
Producţie RENEL, din care:	53 497	6 107	95,98
- în CTE pe cărbune	23 363	2 667	41,91
- în CTE pe hidrocarburi	17 178	1 961	30,82
- în hidrocentrale	12 958	1 479	23,25
Autoproducători	1 529	174	2,74
Import	714	82	1,28

Media anuală a puterii de vârf a fost 7474 MW

Din datele prezentate rezultă o structură relativ uniformă între cele trei surse de producere şi deci o importanţă egală ce trebuie acordată acestora, contribuţia mai redusă a centralelor hidroelectrice la balanţa de energie fiind compensată de participarea la acoperirea vârfului de sarcină şi la reglajul frecvenţă-putere.

* RENEL - Grupul de Producere Energie Electrică şi Termică - GPEET, Bucureşti

Puterea instalată în centralele DGPEET, de 5783 MW, este localizată astfel :

- 119 centrale cu P_i > 2 MW cu un număr de 253 agregate cu P_i > 1,5 MW;
- 24 CHEMP şi MHC cu P_i < 2 MW, cu un număr de 65 microhidroagregate.

Producţia de energie de proiect pentru aceste centrale este de 16252 GWh/an hidrologic mediu.

În patrimoniul GTDEE sunt inventariate 203 centrale de mică putere (între 10 kW şi 3,7 MW), având o putere instalată de 139,69 MW şi o producţie de energie de 442,117 GWh/an hidrologic mediu. Multe din aceste centrale sunt scoase din funcţiune sau au o fiabilitate foarte mică, aportul la balanţa de energie RENEL fiind neînsemnată.

2. Strategia sectorului hidroenergetic, parte componentă a strategiei generale RENEL

Strategia generală RENEL de dezvoltare a ramurii energiei electrice şi termice pentru perioada 1995-2005 are următoarele prevederi referitoare la sectorul hidroenergetic :

- continuarea lucrărilor la cele 33 amenajări hidroenergetice aflate în execuţie şi punerea în funcţiune, până în anul 2000, a unei puteri noi instalate de 1105 MW, cu o producţie de energie de 1823 GWh/an;
- sistarea lucrărilor de execuţie a unor centrale hidroelectrice însumând 84 MW , acestea fiind considerate ineficiente din punct de vedere energetic;
- în structura de producţie de energie, centralele hidroelectrice sunt prevăzute cu următoarele valori :

1995	1996	1998	2000	
12 550	12 800	13 000	13 200	[GWh]

- în ceea ce priveşte lucrările de retehnologizare sunt prevăzute următoarele :

• CHE Ciunget turbinele 1- 3 din fonduri proprii RENEL

• CHE Râul Mare Retezat hidroagregatele 1 şi 2 din fonduri proprii RENEL, numai în varianta în care se va accepta creşterea preţului energiei în următorii ani.

3. De ce o strategie a sectorului energetic ?

Aşa cum rezultă din cele prezentate mai sus, strategia generală RENEL abordează problemele din punctul de vedere al surselor de energie , al modului în care va fi acoperit necesarul de consum (capacităţile ce trebuie asigurate), precum şi al resurselor financiare ce sunt necesare (în variante cu menţinerea preţului actual al energiei şi cu creşterea preţului energiei).

Obiectivele strategiei RENEL sunt obiective globale şi nu pot îngloba elemente specifice sectorului hidroenergetic. Mai mult, strategia RENEL nu prezintă pentru toate obiectivele stabilite direcţiile de acţiune ce trebuie urmate.

De aceea s-a considerat necesară elaborarea unei strategii sectoriale, proprii sectorului hidroenergetic, care să preia obiectivele din strategia generală, la care să adauge obiective specifice. Strategia sectorială va trebui să detalieze obiectivele strategice prezentând direcţiile de acţiune şi sarcinile specifice.

4. Premisele dezvoltării sistemului hidroenergetic

În abordarea strategiei sectoriale a sistemului hidroenergetic se consideră că trebuie pornit de la următoarele premise :

a) Amenajările hidroenergetice, aflate în funcţiune pe principalele râuri ale ţării în zonele cursurilor superioare şi mijlocii, utilizează, în general, sectoarele cu potenţial hidroenergetic natural ridicat. Sectoarele rămase de amenajat sunt în general cu potenţial mai redus; de aici necesitatea unor calcule tehnico-economice bine fundamentate pentru justificarea eficienţei acestora.

b) Amenajările realizate până în prezent şi cele în curs de execuţie au beneficiat de fonduri de la bugetul statului, respectiv fonduri proprii RENEL. Codiţiile proprii economiei de piaţă impun găsirea unor soluţii de atragere la realizarea noilor investiţii a capitalului privat din ţară sau a capitalului străin.

c) Puterea instalată de 5783 MW este concentrată în cea mai mare parte în câteva centrale de putere mare. Astfel :

♦ MW, reprezentând 69%, sunt instalaţi în 22 CHE cu puteri mai mari de 50MW;

♦ MW, reprezentând 16%, sunt instalaţi în 23 CHE cu puteri între 20 şi 50 MW; şi numai

♦ MW, reprezentând 15%, sunt CHE cu puteri sub 20 MW.

d) Producţia de energie de 16252 GWh în an hidrologic mediu este realizată pe amenajări astfel :

• amenajarea Dunăre	6561,6 GWh	40,4 %
• amenajarea Olt-Lotru	3679,6 GWh	22,7 %
• amenajarea Siret-Bistriţa	1656,0 GWh	10,2 %
• celelalte amenajări	4355,0 GWh	26,7 %

e) Echipamentele principale ale centralelor (hidroagregatele) sunt, cu excepţia celor de la CHE Lotru Ciunget, CHE Dobreşti, CHE Moroieni, CHE Vidraru, CHE Stejaru şi parţial CHE Porţile de Fier I +II, fabricate în ţară, prezentând o serie de

deficienţe de concepţie şi execuţie inerente unei producţii indigene.

f) Pe vârste, situaţia celor 253 de hidroagregate cu P_i > 1,5 MW este următoarea :

0 la 5 ani	23 hidroagregate	9,1%
5 la 10 ani	85 hidroagregate	35,5%
10 la 15 ani	28 hidroagregate	11,1%
15 la 20 ani	38 hidroagregate	15,1%
20 la 25 ani	25 hidroagregate	9,8%
25 la 30 ani	28 hidroagregate	11,1%
30 la 35 ani	20 hidroagreagte	7,9%
>35 ani	6 hidroagregate	2,4%

Rezultă, evident, circa 10% din agregate ce nu au ajuns la "vârsta matură" (sub 5 ani) şi circa 20% din agregate ce au depăşit vârsta de 25 ani, după care se pune problema reabilitării şi modernizării acestora.

g) Cea mai mare parte din centralele puse în funcţiune în intervalul 1985-1989 realizate în concepţia impusă de vechiul regim - de raţionalizare a volumelor de lucrări din motive de economie, impunerea unor ritmuri de execuţie ce depăşeau posibilităţile executanţilor - prezintă deficienţe importante de concepţie şi de execuţie, cu consecinţe asupra economicităţii şi în special asupra siguranţei în funcţionare. În această situaţie sunt 39 CHE însumând o putere instalată de 1296 MW.

h) Volumul mare de lucrări neterminate sau de remedieri rămase a fi executate la centralele puse în funcţiune în intervalul 1985 -1990. Dintre aceste lucrări ponderea cea mai mare o au lucrările:

- aducţiuni şi captări secundare (amenajarea Râul Mare Retezat, amenajarea Cerna Motru Tismana , amenajarea Sebeş);
- neaducerea la cotă a digurilor de contur la acumulări (Olt inferior);
- neterminarea barajelor şi neasigurarea descărcării apelor mari (baraj Gura Apelor - amenajarea Râul Mare Retezat , baraj Clocotiş - amenajarea Tismana, baraj Poiana Mărului - amenajarea Bistra Poiana Mărului).

Consecinţa neterminării acestor lucrări şi a exploatării lor în condiţii provizorii o reprezintă nerealizarea unei producţii de energie de 727 GWh.

i) Existenţa în execuţie din fonduri RENEL a 33 amenajări hidroenergetice, însumând o putere instalată de 1196 MW şi o producţie de energie electrică de 2026 GWh.

Stadiul avansat de realizare a marii majorităţi a acestor lucrări impune finalizarea şi darea în funcţiune .

Lipsa fondurilor de dezvoltare face ca realizările să fie mult diminuate. Multe din aceste lucrări începute acum 5-8 ani sunt proiectate în concepţia anilor '85- '89, existând deja semnalate deficienţe de concepţie şi de calitate a execuţiei, multe din acestea datorate prelungirii duratelor de execuţie.

g) Existenţa lucrărilor hidroenergetice determină un impotant efect antropic asupra factorilor de mediu şi creează o serie de riscuri asupra zonelor aval.

5. Modul de abordare a strategiei dezvoltării sistemului hidroenergetic

Pornind de la premisele enunţate, de la prevederile expuse referitoare la sectorul hidroenergetic cuprinse în strategia RENEL, precum şi de la realitatea din filialele de centrale hidroelectrice, prezenta schiţă de strategie îşi propune să evalueze următoarele :

a) obiectivele dezvoltării sectorului hidroenergetic în perioada 1995 - 2005;

b) direcţiile de acţiune pentru fiecare din obiectivele enunţate.

Notă. În ceea ce priveşte "sarcinile" derivate din direcţiile de acţiune (secvenţă absolut necesară unei strategii complete), acestea vor face obiectul unei dezvoltări ulterioare, când se va trece de la etapa "schiţă de strategie" la etapa strategie completă - ce se va realiza cu contribuţia filialelor de centrale hidroelectrice.

Abordarea strategiei pe trei niveluri ierarhice ("obiective", "direcţii de acţiune" şi "sarcini") prezintă următoarele avantaje :

- permite completarea pe parcurs a obiectivelor şi direcţiilor de acţiune, funcţie de schimbarea obiectivelor din strategia RENEL sau de modificarea premiselor;
- permite reactualizarea periodică a "sarcinilor", în funcţie de resursele alocate sau de modificările conjuncturale apărute;
- permite dezvoltări ulterioare şi detalierea unor sarcini pe măsura clarificării unor opţiuni.

În dezvoltarea capitolelor se vor avea în vedere şi următoarele consideraţii :

- resursele financiare proprii RENEL, pe care se bazează, în principal, dezvoltarea sistemului energetic, sunt reduse, priorităţile dezvoltării sectorului hidroenergetic trebuind să fie priorităţi ale strategiei RENEL pentru a putea fi promovate.

- acţiunile de modernizare şi reabilitare a instalaţiilor trebuie să se facă în limita fondurilor de întreţinere şi reparaţii prevăzute în bugetele anuale, cu excepţia acţiunilor prevăzute în strategia RENEL;

- dezvoltarea sectorului hidroenergetic trebuie să se bazeze în primul rând pe tehnologie românească (utilizând capacitatea tehnică a institutelor de proiectare şi inginerie tehnologică din RENEL), precum şi pe echipamente şi aparataj fabricate în ţară;

- modernizarea şi reabilitarea instalaţiilor nu trebuie să se realizeze pe principiul "înlocuim echipamentele cu altele mai moderne şi performante", ci pe "perfecţionăm şi modernizăm actualele echipamente aflate în exploatare ";

- dezvoltarea sectorului hidroenergetic trebuie să se bazeze în cea mai mare parte pe "resursele proprii ale filialelor", utilizarea mai eficientă a fondurilor, optimizarea proceselor actuale , organizarea superioară a activităţii.

6. Obiectivele strategice ale dezvoltării sectorului hidroenergetic

În dezvoltarea sectorului hidroenergetic şi mai buna gestionare a potenţialului hidro în perioada 1995-2005 vor fi urmărite următoarele obiective :

6.1. Terminarea execuţiei lucrărilor la amenajările hidroenergetice începute şi aflate în stadii avansate de execuţie

Cap. A - lucrări executate din fonduri proprii RENEL, însumând 270,3 MW şi 411,3 GWh/an producţie de energie.

Cap. B - lucrări executate din fonduri ale investitorilor privaţi însumând 648,2 MW şi 1358, 1 GWh/an producţie de energie.

Lucrările prevăzute au fost decise ca investiţii ce vor fi continuate din fonduri ale principalilor beneficiari de folosinţă (acestea fiind amenajări cu folosinţă complexă, în care folosinţa energetică este secundară).

Aceste lucrări, însumând 84 MW şi 195 GWh/an producţie de energie, nu au fost luate în calculul capacităţilor de producţie ale RENEL până în anul 2000.

Este hotărâtă, de asemenea, începerea a două noi amenajări :

Tisa- Teceu-Săpânţa	CHE Teceu	15 MW	97,7GWh/an
	CHE Săpânţa	15 MW	102,0GWh/an
Porţile de Fier	CHE PdF I (grup suplimentar)	190MW	52,0GWh/an

Nu s-a hotărât încă începerea investiţiei CHEAP Tarniţa Lăpuşteşti (1000 MW), deşi considerente de acoperire a graficului de sarcină şi de reglaj frecvenţă - putere în sistem impuneau de mai mulţi ani acest lucru.

Valoarea foarte mare a investiţiei (circa 800 mil $) şi incertitudinile legate de evaluarea efectelor economice ale acestei centrale în actuala conjunctură economică fac ca decizia să fie amânată.

Se apreciază că decizia favorabilă realizării acestei investiţii va completa în viitorul imediat obiectivele strategice ale RENEL.

6.2. Terminarea execuţiei lucrărilor la amenajările puse în funcţiune în anii anteriori cu influenţă asupra creşterii producţiei de energie şi a siguranţei în exploatare

Conform strategiei RENEL vor fi executate din fonduri proprii lucrări însumând o producţie suplimentară de energie de 727,93 GWh/an.

S-a hotărât să se renunţe la realizarea aducţiunilor şi captărilor Nord Făgăraş (amenajarea Dâmboviţa Clăbucet) cu un aport energetic de 59 GWh, dată fiind ineficienţa energetică a investiţiei (practic se deviază debitele din bazinul Olt în bazinul Dâmboviţa).

De altfel, această investiţie a fost introdusă în planul fostului MEE din raţiuni de gospodărire a apelor (deficit de stoc în bazinul Dâmboviţa legat de alimentarea cu apă a municipiului Bucureşti).

Menţionăm, de asemenea, că există o serie de lucrări neterminate şi la alte amenajări date în funcţiune de mai mulţi ani (amenajarea Olt Făgăraş, Avrig, amenajarea Buzău Cândeşti Simileasca etc.).

În general, acestea sunt lucrări de mai mică anvergură, fără influenţă asupra parametrilor energetici ai centralelor, dar cu posibile influenţe asupra stării de siguranţă.

6.3. Creşterea gradului de siguranţă în funcţionare prin retehnologizarea (reabilitarea) şi modernizarea unor hidroagregate

Stabilirea necesităţii retehnologizării unor hidroagregate s-a făcut pornind de la următoarele considerente:

- starea tehnică a hidroagregatelor şi comportarea în exploatare de la punerea în funcţiune;

- durata de serviciu "consumată" şi "rezerva de viaţă" rămasă;

- nivelul performanţelor tehnico-economice şi al indicatorilor de fiabilitate în comparaţie cu datele de proiect, dar şi cu performanţele realizate de instalaţii similare din străinătate;

- eficienţa economică a operaţiunilor de retehnologizare evaluată prin metoda cost-beneficiu.

Din parcul total de 253 hidroagregate aflate în funcţiune a rezultat un număr de 14 hidroagregate, pentru care se consideră oportună retehnologizarea de ansamblu, şi un număr de 22 hidroagregate, pentru care este necesară modernizarea unor subansambluri.

6.4. Creşterea gradului de siguranţă în funcţionare prin reabilitarea unor construcţii hidrotehnice ale centralelor hidroelectrice

Activitatea de urmărire a comportării construcţiilor a scos în evidenţă o serie de deficienţe (puncte slabe) ale unor construcţii hidrotehnice.

În principal, sunt deficienţe de execuţie importante ce fac ca starea de siguranţă a uvrajului respectiv să fie afectată.

Tot în cadrul acestui obiectiv, care vizează, în esenţă, menţinerea funcţionării construcţiilor hidrotehnice, este prevăzută şi execuţia unui important volum de lucrări de întreţinere şi reparaţii ale construcţiilor, ce vor fi nominalizate în planurile anuale de reparaţii.

6.5. Modernizarea instalaţiilor auxiliare ale centralelor

Multe din instalaţiile (instalaţii hidromecanice, instalaţii electrice primare şi de automatizare) cu care centralele au fost echipate prin proiectele iniţiale prezintă astăzi următoarele deficienţe (sunt date cele mai importante):

- grad de uzură fizică avansată. Este cazul generaţiilor de echipamente din import sau indigene, montate în urmă cu peste 15 - 20 de ani. Pentru marea majoritate lipsesc piesele de schimb şi singura soluţie o reprezintă înlocuirea;
- performanţe tehnice şi indicatori de fiabilitate reduşi (uzura morală). În unele centrale s-a acceptat montarea unor echipamente neperformante (singurele fabricate în ţară) aflate în omologare, cu deficienţe de calitate etc.

6.6. Creşterea gradului de utilizare şi a eficienţei potenţialului hidroenergetic la amenajările aflate în funcţiune

Obictivul are în vedere creşterea gradului de utilizare a potenţialului hidroenergetic, respectiv:

- creşterea căderilor de utilizare a stocului de apă;
- creşterea stocului de apă utilizat în amenajările existente;

precum şi creşterea eficienţei utilizării, respectiv:

- creşterea randamentelor de funcţionare a centralelor şi instalaţiilor auxiliare;
- optimizarea funcţionării centralelor hidroelectrice în cadrul SEN.

6.7. Creşterea siguranţei în exploatare a construcţiilor hidrotehnice prin modernizarea sistemului de urmărire a comportării construcţiilor

Urmărirea comportării construcţiilor reprezintă comportarea principală a sistemului de asigurare a siguranţei în exploatare a construcţiilor hidrotehnice. Actuala organizare a activităţii de urmărire a comportării construcţiilor s-a dovedit eficientă, dar este departe de exigenţele activităţilor similare din marile companii deţinătoare de construcţii hidrotehnice.

6.8. Generalizarea sistemului de mentenanţă preventivă pentru instalaţiile electrice şi hidromecanice. Îmbunătăţirea organizării activităţii de întreţinere şi de reparaţii

În situaţia marii majorităţi a echipamentelor din centralele hidroelectrice (uzură fizică, fiabilitate scăzută, performanţe scăzute etc.) menţinerea în funcţiune a actualelor capacităţi de producţie şi asigurarea unei disponibilităţi corespunzătoare a acestora nu se poate realiza decât prin acţiuni de mentenanţă preventivă susţinute.

6.9. Reducerea impactului asupra mediului şi reducerea riscurilor determinate de realizarea amenajărilor hidroenergetice în exploatare şi a celor în execuţie.

6.10. Punerea la punct la nivelul filialelor a unui management modern cu componentele sale: managementul strategic, managementul organizării şi managementul resurselor umane.

7. Direcţii de acţiune

Pentru realizarea fiecăruia din obiectivele strategice enunţate, vor fi prezentate în cele ce urmează direcţiile de acţiune pe baza cărora fiecare filială va putea detalia măsurile concrete ce trebuie realizate.

Direcţiile de acţiune sunt, deci, măsuri cu caracter mai general, ce vizează un anumit subdomeniu de activitate.

Obiectiv 1. Terminarea execuţiei lucrărilor la amenajările hidroenergetice începute şi aflate în stadii avansate de execuţie

1. Intervenţii pentru planificarea fondurilor proprii RENEL, astfel ca prin planurile anuale să se asigure concentrarea acestora pentru obiectivele aflate mai aproape de punerea în funcţiune şi începerea producţiei de energie.

2. Reanalizarea schemelor de amenajare şi a proiectelor de execuţie elaborate înainte de 1989, pentru simplificarea acestora şi reducerea

volumelor de lucrări, eşalonarea (etapizarea) execuţiei pentru a permite punerea în funcţiune parţială a unor capacităţi, renunţarea la unele restricţii impuse proiectării prin decizii politice.

3. Reorganizarea activităţii de supraveghere a execuţiei lucrărilor pentru prevenirea deficienţelor de calitate la execuţie. Introducerea sistemului calităţii în activitatea de supraveghere, conform legislaţiei actuale.

4. Intervenţii pentru crearea cadrului legislativ care să asigure posibilitatea participării investitorilor privaţi (inclusiv a investitorilor străini) la realizarea investiţiilor în centralele hidroelectrice.

5. Intervenţii pentru crearea cadrului de participare la realizarea amenajărilor cu folosinţă complexă, a beneficiarilor de folosinţe alături de RENEL interesat în realizarea folosinţei energetice.

6. Intervenţii la nivelul conducerii RENEL pentru întocmirea şi aprobarea unui *Normativ de calcul al eficienţei economice a investiţiilor în centralele hidroelectrice,* care să permită o mai corectă evaluare a eficienţei în comparaţie cu alte soluţii alternative de asigurare a necesarului de energie şi putere.

7. Intervenţii la conducerea RENEL pentru definitivarea analizei eficienţei economice, a realizării centralei de pompaj Tarniţa Lăpuşteşti. Definitivarea deciziei de prevedere în strategia RENEL a realizării centralei de pompaj.

8. Finalizarea studiului de fezabilitate pentru amenajarea Tisa - Teceu - Săpânţa. Încheierea acordului româno-ucrainian pentru realizarea în comun a lucrărilor.

Obiectiv 2: Terminarea execuţiei lucrărilor la amenajările în funcţiune

1. Intervenţii pentru asigurarea cu prioritate a fondurilor pentru terminarea acestor lucrări aflate în execuţie.

2. Analiza condiţiilor de punere în funcţiune etapizată a unor galerii şi captări secundare şi racordarea acestora la instalaţiile în exploatare.

3. Urmărirea finalizării tuturor lucrărilor ce determină siguranţa în funcţionare. Efectuarea recepţiei conform prevederilor legale.

4. Finalizarea HGR de oficializare a deciziei de renunţare la realizare a aducţiunilor şi captărilor Nord Făgăraş (amenajarea Dâmboviţa - Clăbucet). Conservarea lucrărilor, lichidarea lucrărilor de organizare de şantier şi a obligaţiilor referitoare la terenuri.

Obiectiv 3: Creşterea gradului de siguranţă în funcţionare prin retehnologizarea (reabilitarea) şi modernizarea unor hidroagregate

1. Finalizarea programului de măsurători pentru determinarea duratei de viaţă restante a hidroagregatelor CHE Porţile de Fier I.

2. Întocmirea studiului de fezabilitate şi aprobarea execuţiei lucrărilor pentru CHE Porţile de Fier I.

3. Urmărirea finalizării contractului pentru roţile Pelton - CHE Ciunget Lotru, reanalizarea lucrărilor şi a probelor finale.

4. Întocmirea unui studiu "modernizarea subansamblurilor turbinelor Pelton şi a hidrogeneratoarelor CHE Ciunget - Lotru".

5. Urmărirea finalizării şi modernizării hidroagregatului nr.1 CHE Slatina. Efectuarea probelor.

6. Analiza stării hidroagregatelor nr.1 şi 2 CHE Retezat Râul Mare. Aprecierea rezultatelor lucrărilor de modernizare. Adoptarea deciziei privind continuarea lucrărilor.

7. Finalizarea studiilor de fezabilitate pentru retehnologizarea CHE Vâlsan şi Cumpăniţa. Adoptarea deciziei de continuare a acţiunii.

8. Întocmirea şi aprobarea programului de acţiune pentru înlocuirea rotorului turbinei Francis la HA3 şi HA4 CHE Stejaru.

Obiectiv 4: Creşterea gradului de siguranţă în funcţionare prin reabilitarea unor construcţii hidrotehnice

1. Finalizarea studiilor pentru fundamentarea proiectelor de reparaţii capitale la lucrările prevăzute.

2. Urmărirea lucrărilor de reparaţii capitale aflate în execuţie; respectarea proiectelor şi a tehnologiilor de execuţie.

3. Pregătirea documentaţiei de execuţie pentru reparaţiile capitale ce vor fi executate în 1996.

Obiectiv 5: Modernizarea instalaţiilor auxiliare ale centralelor

1. Finalizarea (întocmirea) studiilor de fundamentare a proiectelor de modernizare pentru instalaţiile şi echipamentele hidromecanice .

2. Finalizarea (întocmirea) studiilor de fundamentare a proiectelor pentru lucrările de modernizare a instalaţiilor electrice primare şi a instalaţiilor de comandă şi automatizare.

3. Întocmirea unui inventar al defecţiunilor constatate (puncte slabe) pe categorii de echipamente, care să permită generalizarea concluziilor privind starea de fiabilitate, iniţierea unor studii de modernizare, adoptarea unor decizii de înlocuire.

Aceste inventare vor trebui să fie făcute cel puţin pentru:

- întrerupător de generator;
- întrerupător de 110 şi 220 kV şi dispozitiv de acţionare;
- reductoare de curent şi tensiune;
- protecţii electrice;
- traductoare pentru mărimi mecanice;

- compresoare mecanice de joasă şi înaltă presiune;

- vane plane de închidere a turbinelor şi instalaţii de acţionare.

4. Modernizarea regulatoarelor de turaţie şi tensiune pentru îndeplinirea condiţiilor de performanţă impuse de UCPTE.

Organizarea verificării periodice a performanţelor de reglaj ale regulatoarelor.

5. Realizarea sarcinilor din programul de introducere a reglajului frecvenţă - putere la centralele hidroelectrice importante ale sistemului.

6. Introducerea la hidroagregatele de mare putere a sistemelor automate de monitorizare a stării agregatului (măsurare vibraţii, măsurare întrefier, măsurare temperaturi etc.) şi realizarea pe această bază a diagnozei stării agregatului.

Obiectiv 6: Creşterea gradului de utilizare şi eficienţei utilizării potenţialului hidroenergetic în amenajările în funcţiune

1. Perfecţionarea şi/sau elaborarea programelor de optimizare a regimurilor de funcţionare şi de gestiune complexă a apei la nivel de centrală şi de amenajare.

2. Elaborarea unei program de optimizare a exploatării ansamblului sistemului hidrotehnic, corelat cu funcţionarea celorlalte centrale din sistemul energetic naţional.

3. Urmărirea prin măsurători a evoluţiei randamentelor turbinelor şi amenajărilor (pierderi de sarcină pe galerii de aducţiune şi fugă). Stabilirea pe această bază a deciziilor de optimizare sau de execuţie a lucrărilor de reabilitare.

4. Perfecţionarea funcţionării captărilor secundare pentru creşterea debitelor captate. Definitivarea experimentării şi aplicarea unui sistem eficace de spălare automată a decantoarelor.

5. Creşterea gradului de utilizare energetică a debitelor de servitute prin perfecţionarea funcţionării microhidrocentralelor montate la baraje.

6. Aplicarea soluţiilor tehnice de creştere a producţiei de energie rezultate din studiile efectuate până în prezent pentru CHE din amenajarea Olt şi Bistriţa:

- creşterea nivelului normal de retenţie şi adâncirea albiilor aval;

- utilizarea dispozitivelor Hidroplus pentru supraînălţarea crestei deversorilor la unele baraje.

7. Modernizarea (completarea) aparaturii de măsură la baraje şi centrale pentru controlul parametrilor de exploatare pentru:

- măsura nivelurilor;

- măsura debitelor turbinate;

- măsura gradului de înfundare a grătarelor.

8. Reanalizarea dotărilor hidrometrice de exploatare în bazinele amenajate. Completarea acestora pentru a permite realizarea bilanţurilor hidrologice ale acumulărilor.

Obiectivul 7: Creşterea siguranţei în exploatare a construcţiilor hidrcenergetice prin modernizarea sistemului de urmărire a comportării construcţiilor

1. Reabilitarea sistemului şi a dispozitivelor de UCCH prin modernizarea aparaturii existente şi eventuala dotare suplimentară cu aparatură performantă şi fiabilă. Introducerea la barajele importante a sistemelor de achiziţie automată a datelor.

2. Introducerea metodelor moderne de prelucrare a datelor rezultate din activitatea de urmărire pentru realizarea supravegherii în timp real a stării construcţiilor. Introducerea programelor de diagnoză a stării construcţiilor.

3. Reorganizarea activităţii UCCH la nivelul filialelor şi al GPEET pentru a asigura o mai bună prelucrare a datelor şi o supraveghere mai eficientă a construcţiilor.

4. Dezvoltarea, împreună cu institutele de specialitate ale RENEL, a unor tehnici eficiente de investigare a stării tehnice a construcţiilor (teledetecţie în infraroşu, tomografie ultrasonică, georadar seismic etc.).

Obiectiv 8: Generalizarea sistemului de mentenanţă preventivă

1. Reorganizarea activităţii de întreţinere şi reparaţii pe principiile mentenanţei predictive bazate pe utilizarea tehnicilor de investigare a stării tehnice şi determinarea duratelor de viaţă restante a subansamblurilor.

2. Completarea dotărilor filialelor cu scule, dispozitive de lucru, aparatură de măsură şi control de mare productivitate pentru reducerea efortului fizic şi creşterea calităţii lucrărilor.

3. Introducerea sistemului calităţii în activitatea de întreţinere şi reparaţii.

4. Îmbunătăţirea activităţii de întreţinere şi reparaţii prin specializarea unor formaţii de lucru pe categorii de lucrări, utilizarea de subansambluri şi module pentru înlocuirea echipamentelor defecte (pentru reducerea manoperei în centrale şi creşterea manoperei în atelierele specializate), realizarea de baze de producţie şi ateliere de specialitate acolo unde acestea sunt insuficiente.

Obiectiv 9: Reducerea impactului asupra mediului şi a riscurilor asupra zonelor aval

1. Întocmirea studiilor de impact pentru amenajările aflate în execuţie. Stabilirea măsurilor corective şi aplicarea acestora până la punerea în funcţiune a lucrărilor.

2. Întocmirea analizelor de impact pentru amenajările aflate în funcţiune. Obţinerea autorizaţiilor de mediu.

3. Definitivarea concepţiei de echipare a sistemelor de alarmare-avertizare în aval de marile baraje. Realizarea şi punerea în funcţiune a sistemelor de alarmare-avertizare.

4. Punerea la punct a unei metodologii de expertizare a stării de siguranţă a barajelor (prin Comisia naţională de siguranţă a lucrărilor hidrotehnice). Realizarea expertizării periodice a barajelor.

Obiectiv. 10: Punere la punct la nivelul filialelor a unui management modern

1. Aplicarea noii organizări a filialelor. Crearea noilor compartimente, definirea atribuţiilor. Poluarea cu personal.

2. Îmbunătăţirea normativelor şi prescripţiilor de exploatare pentru reglementarea activităţii tehnice desfăşurate în filiale.

3. Ridicarea continuă a nivelului de pregătire profesională a lucrătorilor.

Referent: dr. ing. Gheorghe Luca - S.C.Hidroconstrucţia S.A.

(Primit la 22 august 1995, acceptat la 21 septembrie 1995)

Notă. Autorul ţine la dispoziţia celor interesaţi detaliile referitoare la lucrările efective care fac parte din schiţa de strategie a dezvoltării sectorului hidroenergetic pentru perioada 1995 - 2005.

Din energetica mondială

Franţa în noul contract pentru extinderea centralelor Daya - Bay - China

Companiile franceze Framatome, GEE - Alsthom şi EdF au semnat un contract de 2,8 mild. $ cu China pentru livrarea a două unităţi nucleare pentru proiectul de extindere a CNE Daya-Bay (Reuter).

Contractul a fost semnat în prezenţa vicepreşedintelui chinez şi a ministrului industriei franceze. Franţa a dorit să încheie afacerea înainte de 15 ianuarie, din cauza deteriorării tarifelor după această dată, care ar fi majorat costul celor două reactoare de 1000 MW. Negociatorii chinezi au încercat să folosească acest termen pentru a forţa echipa franceză să reducă preţul.

Ultimele negocieri au fost constituite de termenii împrumutului pentru finanţarea proiectului, de nivelul transferului de tehnologie şi de proporţia componentelor manufacturate în China.

Guvernul francez a acceptat să subscrie proiectul şi aceasta s-a dovedit a fi crucial în asigurarea contractului împotriva ofertelor rivale din partea firmelor Westinghouse şi General Electric.

Cele două unităţi de 1000 MW vor fi construite la Lingao, lângă golful Daya. Se prevede să fie terminate în anul 2002. Instalaţia este primul proiect cu livrare la cheie în ultimii 9 ani pentru Framatome. Compania franceză este de asemenea interesată în construirea unei unităţi de 600 MW în Qinshan în provincia Zhejiong.

(Din: Modern Power Systems, nr. 2/95)

Angra - 2 : Reluarea construcţiei

În acest an trebuie să reînceapă construcţia de la centrala nucleară Angra - 2, care a fost stopată cu mai mult timp în urmă. Proiectul, al cărui cost total a fost estimat la 4,6 mil. $, va mai necesita în plus 1,3 mild. $ pentru completări.

Construcţia centralei Angra - 2 a început în 1976. În acest timp a fost prima din seria de instalaţii de 1300 MW, ce trebuie să fie construite de firma germană Siemens/Kraftwerk Union. Doar 70 % din construcţie a fost încheiată. Proiectul trebuia finalizat în 1983. Furnas - Centrais Electricas, proprietarul centralei, speră să finalizeze această unitate în 1998.

Problemele de finanţare,care au stânjenit finalizarea construirii instalaţiei, au fost în prezent rezolvate prin alocarea a 400 mil. $, destinaţi iniţial pentru Angra - 3.

În conformitate cu datele furnizate de specialiştii brazilieni, costul final al centralei Angra - 2, aproape de 6 mild. $, va depăşi de trei ori costul unei hidrocentrale de aceeaşi capacitate.

(Din: Modern Power Systems, nr. 2/95)

NECESITATEA REALIZĂRII UNEI CENTRALE HIDROELECTRICE CU ACUMULARE PRIN POMPAJ DE MARE PUTERE ÎN ROMÂNIA

ing. DUMITRU SPIRIDON*

Se reamintesc categoriile instalaţiilor de acumulare prin pompaj după scheme (pompaj pur, mixt şi circuit deschis) şi aspect energetic (cu ciclu de pompaj zilnic, săptămânal sau sezonier) şi se prezintă preocupările hidroenergeticienilor în amenajarea lor şi unele realizări în România.

Se arată rolul unei CHEAP (tip de pompaj "pur") în asigurarea stabilităţii, fiabilităţii şi funcţionării în siguranţă a SEN.

Realizarea unei prime CHEAP cu o putere de 1000 MW (echipată cu patru grupuri reversibile a 250 MW) va permite asigurarea de către SEN a unor calităţi superioare de energie electrică livrată consumatorilor şi se vor crea condiţii tehnice performante şi funcţionale optime energoeconomice de conexiuni cu sistemele energetice învecinate şi racordare la UCPTE.

Pentru prima CHEAP care se propune a se realiza în următorii ani - CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti se prezintă principalii parametri hidroenergetici şi câteva aspecte ale analizei economice şi financiare din faza de proiectare, care justifică necesitatea existenţei unei asemenea centrale în SEN. Pentru realizarea CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti se propune precizarea investiţiilor şi investigarea de urgenţă a căilor posibile de finanţare a lor: din credite, în sistem BOT sau altele.

The paper presents the kinds of pumping storage facillties according to certain diagrams (pumping, back-crank pumping and open circuit pumping), power aspects (daily, weekly or seasonally pumping) and the specialists' concerns on managing the above mentioned sectors.

The role played by such a HPP (of pure pumping type) in ensuring the stability, reliability and safety operation of the National Energy System - SEN is hereinafter shown.

Achieving of a first pumping storage HPP of 1000 MW (equipped with 4 reversible groups of 250 MW each) would ensure SEN to supply high quality electricity to the end-users. Technical conditions and best energy and economic operational performances will be provided for connection to the neighboring energy systems as well as to the UCPTE.

For the first pumping storage HPP (CHEAP) which is to be built in the next years - the CHEAP Tarnita Lapuşteşti - the main hydropower parameters and several aspects of the financial and economic analysis of the designing stage, which justify the necessity of such a plant in SEN are presented. For this establishment the investments and the possible financing ways are to be specified (credits, in BOT system or others).

Descriptori: CHEAP, hidroenergetica României

* Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice - ISPH, Bucureşti

Introducere

CHEAP sunt instalaţii în care energia electrică este produsă prin turbinarea unui volum de apă, care, parţial sau în întregime, este adus în bieful amonte (rezervorul superior) prin pomparea apei de la cote inferioare (rezervorul inferior). Această centrală este "un transformator hidroenergetic" [1] şi reprezintă "acumularea" electricităţii ca energie mecanică [9].

Ca scheme deosebim:

♦ Centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj "pur" (CHEAP), la care practic întregul volum turbinat provine din rezervorul inferior, de unde este ridicat prin pompaj. CHEAP este consumatoare de energie electrică; pentru 1 kWh produs prin turbinare se consumă prin pompaj 1,4 - 1,5 kWh.

♦ Centrale hidroelectrice cu pompaj mixt (CHE - CHEAP), la care folosirea posibilităţilor de acumulare a energiei electrice prin pompaj este combinată cu amenajarea de CHE gravitaţionale. Condiţii favorabile pentru realizarea unor asemenea tipuri de scheme la prezintă schemele uzinelor hidroenergetice gravitaţionale cu lacuri amonte şi aval şi aducţiuni scurte. Adeseori se amenajează CHE de pompaj mixt în cadrul unei cascade de CHE cu scheme complexe: Olt - aval, Siret - aval (proiect), Mostiştea, Someş - aval (proiect) etc.

♦ Centrale hidroelectrice cu pompaj în "circuit - deschis", constituite din staţiile de pompare cu ajutorul cărora se pompează apă colectată prin aducţiuni secundare situate la niveluri mai joase decât nivelul de retenţie al acumulării principale.

Asemenea amenajări sunt în exploatare:

- trei staţii de pompare în schema CHE Lotru - Ciunget (Balindru, Jidoaia şi Petrimanu) cu o putere totală de 62 MW, care consumă circa 200 GWh/an şi produc prin CHE 520 GWh/an;

- staţiile Cugir de 20 MW de la CHE Sebeş - Gîlceag şi Secueu de la CHE Drăgăn - Remeţi de pe Crişul Repede de 10 MW. Ambele staţii consumă circa 95 GWh/an şi produc prin CHE 220 GWh/an.

Din punct de vedere energetic, CHEAP se împart în:

- Centrale cu ciclul de pompaj zilnic, la care pomparea se face în orele de sarcină minimă din fiecare zi, iar turbinarea la orele de vârf ale sistemului electroenergetic din fiecare zi; dispun de bazine a căror umplere sau golire se face cel puţin 5 - 7 ore/zi.

- Centrale cu ciclul de pompaj săptămânal, la care, pe lângă pompajul din orele de sarcină minimă din fiecare zi, pentru umplerea lacului superior se foloseşte şi puterea disponibilă în orele de sarcină scăzută din zilele nelucrătoare, iar turbinarea are loc în orele de vârf ale SEN din zilele lucrătoare ale săptămânii.

Această categorie de CHEAP necesită volum mai mare decât ciclul zilnic (o durată de cel puţin 24 - 26 ore), dar măreşte sarcina minimă din zilele nelucrătoare, ameliorând în acest fel exploatarea centralelor termoelectrice (CTE) şi nuclearoelectrice (CNE) ;

- Centrale cu ciclu sezonier, la care pomparea are loc în perioada de debite mari ale anului, când există energie de CHE pe firul apei, iar turbinarea în perioada de ape mici şi consum mare de energie. Un exemplu este CHE Sebeş Gîlceag şi Şugag, unde printr-o staţie de pompare de 70 MW s-ar obţine un spor de energie de vârf de iarnă de circa 140 GWh/an , cu un consum de energie de circa 200 GWh/an.

1. Posibilităţi de realizare de CHEAP în România

Preocupări în legătură cu posibilităţile de realizare a diverselor tipuri de CHEAP în România au existat chiar de la înfiinţarea ISPE şi ISPH.

Pentru mărirea gradului de utilizare a potenţialului hidroenergetic, în ideea de realizare de scheme de CHE bazate pe "concentrarea" debitelor şi căderilor, s-au proiectat şi realizat staţii de pompare de tipul CHEAP în circuit "deschis" pentru suplimentarea debitelor medii captate.

Pentru mărirea siguranţei în funcţionarea optimă economică a CHE, a centralelor termo şi în special a centralelor nuclearoelectrice (CNE) care se vor pune în funcţiune, era necesar să existe preocupare şi pentru CHEAP ("pompaj pur").

CHEAP - datorită contribuţiei lor la asigurarea cerinţelor de energie la vârf mereu crescânde (în special în sistemele în care predomină centralele termo şi noclearoelectrice), precum şi celorlalte funcţii pe care le îndeplinesc în sistemele electroenergetice - au cunoscut în lume o mare dezvoltare în ultimele decenii ale secolului nostru. Dacă în 1970 erau în exploatare CHEAP cu o putere instalată de circa 17000 MW (din care în Europa 8000 MW, în SUA - 6000 MW, în Japonia 2600 MW), în 1990 acestea au ajuns la circa 75000 (283 CHEAP). În prezent se află în construcţie 37 CHEAP cu o putere instalată de circa 25000 MW, deci se poate anticipa că până la

finele anului 1995 vor fi în funcţiune CHEAP cu o putere instalată de circa 100000 MW [4, 8, 10].

Ţara noastră oferă condiţii favorabile pentru realizarea de CHEAP, atât datorită reliefului, cât şi prezenţei numeroaselor lacuri artificiale susceptibile de a servi ca bazine inferioare sau superioare, fără cheltuieli suplimentare. Până în prezent au fost inventariate şi studiate preliminar mai multe posibilităţi de realizare de CHEAP. Dintre acestea, un număr de 15 amplasamente din diferite zone ale ţării, oferă condiţii naturale favorabile realizării unor astfel de amenajări şi însumează o putere instalată de peste 10000 MW (centralele având căderi de 300 - 700 m şi puteri instalate de 500 - 1000 MW şi grupuri binare a 250 MW).

Pentru precizarea condiţiilor de realizare şi a indicatorilor tehnico-economici s-au întocmit studii de scheme pentru cinci amplasamente (Giumălău - Putna din bazinul Moldova; Bălan Olt-Hăşmaşu Mare; Dubova - Dunăre; Argeş Stâna Mare - Topolog; Someş Tarniţa - Lăpuşteşti), iar pentru două cazuri s-au elaborat studii de amplasament (CHEAP Dubova - Dunăre şi CHEAP Tarniţa Lăpuşteşti).

S-au întocmit şi studii privind posibilităţile de amenajare de CHEAP legate de acumulările energetice sau de interes complex existente (Firiza - Baia Mare; Leşu şi Drăgan în bazinul Crişul Repede; Tarniţa şi Fântânele în Bazinul Someşul Cald; Bicaz - Bistriţa; Siriu - bazinul Buzău etc., precum şi CHEAP din podişul Dobrogei din zona limitrofă Dunării). Cu această ocazie s-au inventariat aproximativ 35 amplasamente, reţinându-se pentru proiectare cele mai favorabile din punct de vedere tehnic şi eficiente economic: Someş Tarniţa - Lăpuşteşti şi Izvorul Muntelui - Bicaz, care ar fi situate şi în zone deficitare de energie.

Din studiile executate s-a stabilit ca prima CHEAP realizată să fie aceea legată de acumularea Tarniţa cu compensare zilnic-săptămânală cu 1000 MW, echipată cu grupuri binare cu puteri unitare de 250 MW.

O problemă deosebită în promovarea CHEAP o constituie asigurarea echipamentului şi mai ales a maşinilor hidraulice reversibile (MHR - adică pompă - turbină şi generator - motor). Tendinţa actuală este aceea de folosire a unor căderi din ce în ce mai mari, cele mai economice şi mai suple în funcţionare fiind CHEAP echipate cu grupuri reversibile cu o singură treaptă. Firme japoneze au furnizat grupuri reversibile monoetajate pentru căderi ce depăşesc 600 m, montate la CHEAP Bajna - Basta din Jugoslavia (630 m cădere şi 315 MW pe grup) şi CHEAP Ciaira din Bulgaria (701 m cădere şi grupuri unitare de 216 MW). În SUA şi Japonia se fac încercări pe modele de MHR turbină - pompă de tip Francis cu o singură treaptă, pentru căderi până la 1000 m [8].

2. Parametrii hidroenergetici principali şi CHEAP

În etapa actuală de prognoză de dezvoltare a economiei naţionale se prevede pentru consum, la nivelul anilor 2005 - 2010, necesitatea unei producţii de energie electrică de circa 78,7 TWh livrată la barele centralelor şi o putere maximă de vârf de circa 14000 MW, cu o durată de utilizare a vârfului de 5620 ore, corespunzând unui factor de utilizare de circa 64,2 %. Această valoare a producţiei de energie pentru anul 2005 corespunde unui nivel de atins în strategia maximă de dezvoltare, iar în anul 2010 unui scenariu de strategie medie de dezvoltare a SEN.

Pentru perioada 2005 - 2010 s-a preliminat în parcul de centrale electrice SEN o putere instalată de circa 23850 MW, din care 1520 MW (64 %) în centralele termo (9890 MW - 68 % în centralele de condensaţie; 4660 MW - 32 % în centralele de termoficare; 700 MW în centrale autoproducătoare), 1400 MW în centrala nuclearo-electrică de la Cernavodă, iar restul de circa 7200 MW (30 %) în CHE cu o producţie în anul mediu de circa 170000 GWh din care 5250 GWh (31 %) energie de bază, iar restul de 11750 MW (69 %) energie produsă la vârf şi semivârf. Structural, puterea instalată în CHE va fi: circa 2350 MW (32 %) în CHE de vârf, cu mari lacuri de acumulare şi beneficiind de efectul regularizator al acestora; circa 1800 MW (25 %) în CHE situate în aval de cele mai mari lacuri de acumulare şi beneficiind de efectul regularizator al acestora; circa 1580 MW (22 %) în centralele de pe Dunăre; circa 1200 MW (17 %) în centralele de pe râul Olt şi restul de 270 MW (4 %) în centralele hidro mici cu capacităţi reduse de acumulare şi regularizare.

În condiţiile realizării programului de CHE considerat la nivelul anilor 2005 - 2010 şi a curbelor de sarcină preliminate pentru această dată, CHE gravitaţionale pot acoperi integral zona de vârf sau semivârf, atât în luna iulie, cât şi în decembrie. Totuşi, deşi CHE nu sunt consumatoare de energie electrică pentru funcţionare, ele nu pot contribui în aceeaşi măsură la îmbunătăţirea regimului de exploatare a centralelor termo şi nucleare la golul de sarcină; în acelaşi timp ecartul variaţiei puterii în cazul CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti este între ± 1000 MW.

La nivelul anilor 2005 - 2010, din punctul de vedere al încadrării pe curbele de sarcină şi al funcţiilor pe care le va avea CHEAP, SEN are nevoie să dispună în parcul său de o CHEAP cu ciclu zilnic - săptămânal, care preponderent va fi o

centrală de sistem, cu o putere instalată de 1000 MW, care să funcţioneze în pompaj la golul de sarcină (atât la cel de noapte, cât şi la cel de zi) cu unul sau două grupuri, sau cu patru grupuri la golul de sarcină săptămânal (week-end). Durata de utilizare a puterii instalate în pompaj este de 1600 - 1700 ore/an, adică o durată de utilizare a puterii instalate în turbine de aproximativ 1200 ore/an.

Energia electrică pentru pompare de 1600 - 1700 GWh/an se va putea obţine în principal din CTE pe cărbune şi CNE, în măsura în care va creşte numărul de reactoare de la Cernavodă puse în funcţiune, mai ales la golul de sarcină săptămânal. Consumul de combustibil pentru energia electrică pentru pompaj va fi acela corespunzător creşterii relative între minimul tehnic şi puterea nominală.

Energia electrică produsă prin turbinare, circa 1200 GWh/an, va fi folosită pentru intervenţia de scurtă durată în caz de avarie pentru reglajul automat frecvenţă - putere (RAFP), pentru schimb prin interconexiune, precum şi pentru acoperirea zonei de vârf a curbei de sarcină a SEN etc.

SEN va avea disponibilităţi de energie pentru pompaj - pentru funcţionarea cu întreaga putere în zilele nelucrătoare (două zile pe săptămână cu patru grupuri) şi cu jumătate din putere (două grupuri) în zilele nelucrătoare. Corespunzător cu această disponibilitate şi cerinţă a SEN a rezultat că pentru o durată de pompaj în ziua nelucrătoare de circa 10 ore/zi o durată de pompaj în golul de noapte care urmează după o noapte nelucrătoare şi în zilele lucrătoare de circa 5 ore pe zi pentru o durată de turbinare cu toate grupurile în ziua lucrătoare de circa 5 ore/zi este necesar un volum util de 9,6 milioane m^3 (care în cazul CHEAP Tarniţa-Lăpuşteşti corespunde unei capacităţi energetice de 13 GWh). Volumul util total al acumulării superioare Lăpuşteşti este de 10 mil.m^3, din care 0,4 mil.m^3, pentru îndeplinirea funcţiei CHEAP şi de centrală de intervenţie de scurtă durată.

Centrala va fi echipată cu patru grupuri reversibile a câte 250 MW, având căderea de circa 550 m, debitele instalate pe grup fiind Q_p = 38 m^3/s la pompare şi Q_T = 53 m^3/s la turbinare.

3. Funcţiile CHEAP în sistemul electroenergetic

• CHEAP sunt centrale cu caracter de vârf. Din încadrarea în curbele de sarcină minimă ale SEN, la nivelul anilor 2005 - 2010, a rezultat că CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti va fi solicitată să funcţioneze în ziua de lucru numai cu două grupuri în regim de pompare (2 x 250 MW) şi cu patru grupuri (4 x 250 MW) în regim de turbinare.

Relaţia de bilanţ săptămânal a volumelor de apă turbinate şi pompate, turbinarea având loc numai în zilele de lucru, este:

$$r' n_T Q_T t_T = V / 3600 + (r' - 1) n_p Q_p t'_p \qquad (1)$$

unde:

r' este numărul zilelor lucrătoare într-o săptămână (5 zile);

n_T, n_p - numărul de hidroagregate funcţionând ca turbine, respectiv ca pompe;

V - volumul lacului superior de 9,6 mil. m^3;

t'_p - durata zilnică de pompare în ziua lucrătoare [5, 6].

Din relaţia (1) durata zilnică de turbinare (t_T) la capacitatea nominală a CHEAP de 1000 MW în funcţie de cea de pompare în zilele lucrătoare (t'_p) rezultă ca în tabelul 1.

Tabelul 1

t_T [ore/zi]

Număr de grupuri Pompare, n_p	Durata de pompare în ziua de lucru t'_p [ore/ zi]			
Turbinare, n_T	6	8	10	12
2/4	4,7	4,8	5,4	6,0
3/4	5,1	6,0	6,8	7,7
2/3	5,7	6,4	7,2	7,9

La nivelul anilor 2005 - 2010, SEN va dispune pentru t'_p de maximum 8 - 12 ore/zi, iar la turbinare de t_T = 4,8 - 6,0 ore/zi.

Dacă în ziua lucrătoare s-ar turbina cu trei grupuri, dispunându-se de energie pentru pompaj, la o aceeaşi t'_p = 8 - 12 ore/zi, durata de turbinare t_T ar creşte faţă de cazul precedent la 6,4 - 7,9 ore/zi , adică cu 32,33 %.

La pompare cu trei grupuri şi o turbinare cu patru grupuri, pentru t'_p = 8 - 12 ore/zi rezultă o durată de turbinare de 6,0 - 7,7 ore/zi; valori ale lui t_T sunt cuprinse între primul şi cel de al doilea caz.

Prin intervenţia CHEAP se poate ajunge la o mai bună uniformizare a funcţionării centralelor termo, în special la golul de sarcină săptămânal, evitându-se reduceri ale sarcinii pe anumite grupuri sub minimul tehnic şi oprirea unor grupuri.

Ca centrală marginală care să poată asigura efecte similare cu CHEAP, poate fi considerată o CHE gravitaţională cu lac de acumulare. CHEAP pe lângă CHE au un efect mult mai mare la îmbunătăţirea regimului de funcţionare a centralelor termo şi nucleare la golul de sarcină. În acelaşi timp, ecartul maxim al variaţiei puterii în cazul CHEAP este între $\pm P_i$ (MW), pe când la CHE este între zero şi puterea instalată.

Pe lângă uniformizarea funcţionării centralelor termo, CHEAP mai au ca efect economisirea

sezonieră a apei din marile lacuri de acumulare şi o influenţă asupra pierderilor din reţelele electrice.

• Prin puterea ei însemnată şi prin caracteristicile ei tehnice şi funcţionale (pornire şi oprire rapidă, viteză mare de preluare a sarcinii), CHEAP poate îndeplini în bune condiţii funcţia de centrală de rezervă de scurtă durată. Astfel, dacă este în repaos poate porni şi atinge puterea nominală în câteva minute, iar dacă este în regimul de pompare, pompa se poate decupla, ceea ce reduce sarcina sistemului, după care centrala poate fi pornită în regim de turbinare.

Pentru îndeplinirea funcţiei de centrală de rezervă de avarie este necesar ca în lacul Lăpuşteşti să se prevadă un volum de apă care să permită funcţionarea CHEAP la întreaga capacitate un anumit timp . La cele mai multe CHEAP realizate pe plan mondial prevăzute să îndeplinească această funcţie, durata de funcţionare la puterea nominală de rezervă de scurtă durată este de circa 30 minute.

În acest caz volumul de apă necesar este:

$$V = 3600 \times 0{,}5 \times nQ_T = 3600 \times 0{,}5 \times 4 \times 53 = 0{,}4 \text{ mil.m}^3, \quad (2)$$

unde:

n este numărul de hidroagregate ;

Q_T - debitul instalat al unei turbine (m^3/s).

CHEAP ca rezervă de avarie de scurtă durată are ca efect reducerea rezervei de putere şi mărirea siguranţei în SEN, precum şi economisirea de combustibil în CTE şi de apă din marile lacuri de acumulare.

• CHEAP prezintă condiţii favorabile pentru a participa la reglajul automat frecvenţă - putere (RAFP). Grupurile de CHEAP dispun de mare manevrabilitate pentru a interveni operativ la acoperirea variaţiilor de sarcină în orele de vârf. Puterea reglantă a unei CHEAP este dată de suma puterilor în regim de turbinare şi de pompaj.

Funcţionarea de centrală reglantă a CHEAP este condiţionată de capacitatea acestora de a prelua mari variaţii de sarcină la intervale scurte de timp, precum şi de posibilitatea acestora de a trece într-un interval cât mai scurt de la pompaj la turbinare şi invers.

Acoperirea bandei de reglaj frecvenţă - putere numai de CHE gravitaţional, ar diminua puterea cu care acestea ar participa la acoperirea zonei de vârf a curbelor de sarcină. Astfel, de exemplu, pentru acoperirea unui deficit de bandă de reglaj de circa 100 MW timp de 16 ore, ar fi necesar să se menţină în funcţiune o putere de 130 - 150 MW, în agregate hidrogeneratoare încărcate la 50 - 60 % din puterea nominală. Reducerea de putere în orele de vârf ar fi de 250 - 400 MW, în funcţie de mărimea debitului afluent. CHE gravitaţionale care ar putea funcţiona la RAFP sunt în primul rând SHEN Porţile de Fier I, în măsura în care variaţiile de sarcină nu depăşesc limitele impuse de asigurarea navigaţiei pe Dunăre, precum şi cascadele Siret şi Olt.

La sfârşitul săptămânii, lacul Tarniţa este gol, iar umplerea se realizează în orele de sarcină minimă la sfârşit de săptămână, prin folosirea a n - 1 hidroagregate în regim de pompaj şi a unui hidroagregat la jumătate de sarcină în regim de turbinare, pentru RAFP, o anumită perioadă şi în regim de pompare în restul intervalului de timp.

Bilanţul volumelor de apă de la sfârşitul săptămânii este:

$$V = 3600\left[n_p Q_p t_{PR} - t_{FP}\left(0{,}5Q_T + Q_P\right)\right], \quad (3)$$

unde în afară de notaţiile de la relaţia (1) apar:

t_{PR} - durata pompajului în zilele de repaos de la sfârşitul săptămânii (ore);

t_{FP} - durata de funcţionare în reglaj frecvenţă - putere la sfârşit de săptămână (ore) [5,6].

Din relaţia (3) reies valorile lui t_{FP} în funcţie de t_{PR} a CHEAP, prezentate în tabelul 2.

Tabelul 2

t_{PR} [h]	20	22	24	26	28
t_{FP} [h]	5,8	10,5	15,2	19,9	24,6

La t_{PR} = 26 ore, valoarea lui t_{FP} este de aproximativ 20 ore, ceea ce asigură la CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti posibilitatea de a funcţiona pentru RAFP cea mai mare parte din perioada de sarcină scăzută a zilelor de repaos.

În zilele lucrătoare ale săptămânii bilanţul volumelor de apă este:

$$3600r' nT Q_T t_T = V + 3600(r'-1)\left[n_p Q_P t'_p - t_{FP} \times 0{,}5Q_T + Q_P\right)\right] \quad (4)$$

Valorile duratei de turbinare la vârf t_r , în funcţie de t_{FP} şi t'_p [ore/zi] şi de numărul grupurilor de pompaj în cursul săptămânii din relaţia (4), luând în considerare parametrii energetici ai CHEAP, sunt date în tabelul 3.

Tabelul 1

t_{FP}[h] / t'_p[h/ zi]		0	2	4	6	8	10	12
6	1*	4,2	3,8	3,3	2,8	2,3	1,8	1,3
	2**	5,1	4,6	4,1	3,6	3,2	2,7	2,2
8	1	4,8	4,3	3,8	3,4	2,9	2,4	1,9
	2	6,0	5,5	5,0	4,5	4,0	3,5	3,0
10	1	5,4	4,9	4,4	3,9	3,4	3,0	2,5
	2	6,8	6,3	5,8	5,4	4,9	4,4	3,9
12	1	6,0	5,5	5,0	4,5	4,0	3,5	3,0
	2	7,7	7,2	6,7	6,2	5,8	5,2	4,8

*se referă la $n_p = 2$; ** se referă la $n_p = 3$

În cazul cu trei grupuri pentru pompaj se remarcă o evidentă mărire a duratei de turbinare faţă de cazul cu două grupuri. În funcţionarea CHEAP pot să apară o serie de situaţii, care pot permite creşterea volumului de apă pompat.

Printre acestea se menţionează posibilitatea funcţionării în perioade relativ scurte de timp (1 - 3 ore) cu un grup suplimentar în regim de pompare în perioadele cu sarcină mai scăzută sau prin import din SEI, în condiţii avantajoase (frecvenţă peste 50 Hz etc.), energie electrică necesară, ceea ce ar permite majorarea duratelor de funcţionare pentru reglaj frecvenţă - putere.

Contribuţia RAFP a CHEAP are ca efect o reducere a benzii de reglaj pe celelalte centrale din SEN, îmbunătăţirea calităţii energiei furnizate şi economie de apă din lacurile de acumulare.

• CHEAP pot furniza putere reactivă şi pot contribui la reglarea tensiunii. În reţelele de transport, rezistenţele specifice în curent alternativ reprezintă pierderi de putere reactivă. Maşinile sincrone ale CHEAP care funcţionează ca generator sau motor pot să producă putere reactivă cu supra sau subexcitaţie, în limitele determinate prin factorii de putere, fără să rezulte o creştere excesivă a cheltuielilor. Când cererea de putere reactivă este foarte ridicată, ele pot funcţiona exclusiv ca decalatori de fază.

CHEAP pot regla tensiunea într-un mod continuu între zero şi 100 %, pot să furnizeze sarcină inductivă şi capacitativă necesară, pot contribui la încărcarea sub tensiune a reţelelor, evitând riscul de scurtcircuit.

În pompare ca şi în turbinare, în raport cu grupurile în funcţiune şi cu necesităţile sistemului se consideră că un grup, adică 25 % din puterea instalată, al CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti este suficient pentru a asigura aceste funcţii.

Prin uniformizarea de putere reactivă şi reglarea tensiunii de către CHEAP se pot reduce unele instalaţii suplimentare pentru furnizare de putere reactivă.

• CHEAP pot participa la schimbul prin interconexiune. SEN va trebui să îndeplinească condiţiile tehnice şi energetice sincrone pentru funcţionare la UCPTE, creându-se astfel posibilitatea de a se face export de energie de vârf.

Conexiunea diverselor sisteme ale sistemului electroenergetic european a avut ca efect formarea reţelelor buclate; aceste reţele trebuie să fie închise când se produce o pierdere sau o oprire operaţională. Pentru că sunt posibile defazări în punctele de închidere din cauza impedanţei reţelei, conexiunea sistemelor de aprovizionare poate fi dificilă dacă nu există un efect echilibrat, ca acel al unei sarcini tranzitorii. Acţionând asupra fluxului de sarcină generatoarele şi motoarele diverselor grupe de maşini hidraulice reversibile ale unei CHEAP funcţionează simultan, în ceea ce priveşte echilibrul de tensiune şi de fază.

Cu ocazia unor pierderi grave de putere, CHEAP pot alimenta, chiar automat, importanţi consumatori în reţelele izolate şi, dat fiind flexibilitatea pe care o oferă în tensiune şi frecvenţă, ele pot să permită o sincronizare perfectă cu alte sisteme izolate sau încă în funcţiune. În cazul acestei funcţiuni, trebuie avută în vedere existenţa unui contract cu un partener străin, care să precizeze funcţionarea centralei în pompare şi turbinare. În acest fel, cota de putere aferentă funcţiunilor CHEAP pentru SEN va depinde de prevederile contractului extern.

• Principalele funcţii ale CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti în SEN vor evalua în timp. Astfel, într-o primă etapă, funcţia principală va fi cea de reglaj frecvenţă - putere, ţinând seama de creşterea în perspectivă a importului de energie electrică. În prima parte, zona de vârf poate fi acoperită în bune condiţii de CHE cu specific de vârf în funcţiune şi în construcţie. Ulterior, datorită epuizării amplasamentelor de CHE de vârf importante cu mari lacuri de acumulare şi creşterii cerinţelor de apă în scopuri neenergetice, va creşte şi funcţia de centrală de vârf ce revine CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti . Aceasta la profilul de 1000 MW, când CHEAP va îndeplini toate aceste funcţii, în special atunci când SEN va permite funcţionarea a circa 750 MW în pompaj zilnic.

4. Aspecte privind analiza preliminară economică şi financiară

• Eficienţa economică a CHEAP este direct legată, pe de o parte, de investiţiile şi cheltuielile anuale pe care le necesită, iar, pe de altă parte, de funcţiile pe care le îndeplinesc în SEN. Analiza eficienţei economice şi financiare se face prin actualizarea valorilor în timp, determinându-se indicatorii: raportul beneficiu - cost (B/C), rata internă de revenire (RIR) şi venit net actualizat (VNA).

În cazul CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti de 1000 MW, investiţia stabilită pe baza devizelor pe obiecte şi a devizului general al lucrărilor (cu indici de cost la nivelul trimestrului IV 1994) este de circa 1150 miliarde lei, (la un curs valutar de 1800 lei/$ a rezultat o investiţie de circa 640 milioane dolari SUA), realizabilă în circa 6 ani. Consumul de combustibil pentru energia electrică necesară pompajului se consideră cel corespunzător creşterii relative între minimul tehnic şi puterea nominală.

Pentru costul energiei de pompaj s-a considerat energia cu preţ valabil la nivelul anului 1994 de 32,2 $/MWh.

La evaluarea preliminară a beneficiilor s-au avut în vedere în special :

- valoarea producţiei de energie de vârf livrate, considerată de 96,4 $/MWh;
- valoarea combustibilului economisit în SEN prin exploatarea CHEAP (circa 100 $/tcc);
- valori de cuantificare a unor funcţiuni a CHEAP în afara transferului de energie de la bază la vârf (rezerva de avarie, reglajul automat frecvenţă-putere - RAFP, inclusiv asigurarea rezervei turnante, evitându-se deprecierea calitativă a unei mari cantităţi de energie electrică etc).

Analiza economică este rezumată în tabelul 4.

Tabelul 4

Rata de actualizare *i* [%]	B/C	VNA [mil.$/SUA]	RIR
6	1,55	965	
8	1,35	509	
10	1,15	209	
12	1,00	0	*i* = 12
15	0,81	- 252	

Pentru rata de actualizare mai mică de 12 %, CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti prezintă indicatori economici favorabili, beneficiile depăşind costurile cu circa 15, 13 şi 55 %, la ratele de actualizare corespunzând respectiv cu 10, 8 şi 6 %. Pentru rata de actualizare 12 %, valoarea beneficiilor egalează costurile totale actualizate (B/C = 1), sau rata internă de revenire (RIR), când condiţiile SEN vor permite valorizarea continuă a tuturor funcţiilor CHEAP, este de circa 12 %.

O primă analiză financiară s-a făcut în ipoteza realizării CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti cu credite externe, având în vedere următoarele:

- valoarea creditului acordat;
- masa monetară de rambursat (credit + dobânzi);
- valoarea energiei de vârf produse;
- cheltuielile anuale de exploatare (mai puţin amortizările).

Din analiza financiară preliminară a rezultat că masa monetară va putea fi lichidată în circa 11 ani la dobânda de 8 % şi circa 13 ani la o dobândă de 10 %. Pentru durata de rambursare de 10, 15, 20 ani a masei monetare, valorile B/C sunt aceleaşi şi corespund cu cele din tabelul 4, indicând astfel un grad mare de eficienţă economico-financiară a CHEAP.

5. Oportunitatea realizării CHEAP

În România este oportună punerea în funcţiune a unei CHEAP, avându-se în vedere că în structura SEN va creşte producţia de energie electrică pe bază de cărbune şi în centralele nuclearoelectrice va apărea un excedent de energie de bază. Deşi la nivelul anilor 2005 - 2010, CHE gravitaţionale vor putea acoperi zona de vârf a curbelor de sarcină prezentate, deşi nu sunt consumatoare de energie electrică pentru funcţionare, ele nu vor putea îmbunătăţi regimul de exploatare a centralelor termo şi nucleare la golul de sarcină în măsura în care pot s-o facă CHEAP. Este necesar să fie în funcţiune CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti cu ecartul variaţiei puterii de ±1000 MW, care constituie o centrală de sistem, "locomotiva energetică" a sistemului, care va purta celelalte centrale din parcul SEN către o funcţionare optimă energo-economică a sistemului, va contribui la asigurarea elasticităţii de funcţionare şi a gradului de asigurare a acestora.

SEN are nevoie de această centrală cu o putere de 1000 MW . La nivelul anilor 2005 - 2010, CHEAP va dispune de la SEN energie pentru pompaj pentru jumătate de putere (2 x 250 MW) în zilele lucrătoare şi pentru întreaga putere (4 x 250 MW) în zilele nelucrătoare.

Parametrii energetici ai centralei, în special duratele de turbinare, de pompare în zilele lucrătoare şi nelucrătoare sunt o urmare a acestei încadrări.

CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti reprezintă amplasamentul cel mai economic dintre toate cele inventariate până în prezent în ţara noastră; costul redus pentru această schemă se explică în principal prin: condiţii geologice şi geotehnice favorabile şi existenţa materialelor de construcţii în zonă; lungimea minimă pentru derivaţie (L) de circa 2,4 km, la căderea (H) de 550 m (*L/H* mai mic de 4,5) economisirea de investiţii prin existenţa rezervorului inferior, lacul Tarniţa din cadrul schemei CHE baraj cu acelaşi nume de pe Someşul Cald etc.

CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti va contribui la:

- intervenţia în bune condiţii la avaria de scurtă durată, fiind capabilă să preia ieşirea din avarie a unui grup de mare putere în SEN, echivalând (după pronosticul ISPE) cu o producţie de circa 1500 MWh;
- îmbunătăţirea regimului de funcţionare a centralelor termo şi nucleare la golul de sarcină în calitate de transformator hidroenergetic, prin efectul de uniformizare a sarcinii centralelor cu grupuri mari peste 200 MW, reducând numărul de porniri - opriri de câteva sute de ori pe an, având astfel ca efect economie de combustibil şi reducerea gradului de uzură a centralelor termo din SEN. În acelaşi timp are ca efect economisirea sezonieră a apei din marile lacuri de acumulare;
- acoperirea deficitelor de bandă de reglaj în SEN (circa 1000 ore/an), ceea ce are ca efect evitarea degradării a circa 10 % din producţia din CHE cu mari lacuri de acumulare şi creşterea disponibilităţii CHE reglante cu circa 100 MW pe o durată de până la 2000 ore/an;

- reglarea în mod continuu a tensiunii prin furnizarea sarcinii inductive şi capacitative necesare, evitând riscul de scurtcircuit;
- deschiderea accesului la UCPTE şi la interconexiunea cu sistemele electroenergetice ale ţărilor învecinate, permiţând astfel exportul de energie electrică "de vârf" din ţara noastră.

Concluzii

Pentru mărirea stabilităţii, fiabilităţii şi funcţionării în siguranţă a SEN este necesară, până în perioada 2005 - 2010, realizarea unei CHEAP cu o putere instalată de 1000 ME, cu compensare zilnic săptămânală.

Condiţii optime le prezintă CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti, care necesită o durată de execuţie de 6 ani. Pentru a fi pusă în funcţiune în perioada 2005 - 2010, când la CNE Cernavodă s-ar putea afla în funcţiune 2 - 3 reactoare (o putere de 1400 - 2100 MW) şantierul ar urma să fie deschis cel mai târziu în perioada 1997 - 1999.

CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti va trebui să fie cât mai urgent introdusă în strategia de dezvoltare a RENEL şi în programul de strategie a guvernului.

În vederea prospectării pieţei externe pentru exportul de servicii energetice ale CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti în contextul SEN interconectat cu sistemele electroenergetice ale ţărilor vecine este necesar şi util ca RENEL să iniţieze o luare de contact cu factorii corespondenţi din ţările învecinate şi să se întreprindă studii preliminare de marketing. Aceste studii vor preciza condiţiile în care serviciile CHEAP ar putea fi valorificate în sistemele electroenergetice respective şi în UCPTE.

Se va preciza valoarea investiţiilor şi posibilităţile de asigurare a lor, din credite externe sau în sisteme BOT (sau altele) pentru a se promova realizarea amenajării CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti.

BOT este un sistem care conferă unei companii particulare calitatea de a vehicula dreptul de proprietate, finanţarea, construcţia, întreţinerea şi funcţionarea unei infrastructuri pe o perioadă dată, după care dreptul de proprietate se transferă, de regulă, sectorului public.

Exploatarea CHEAP Tarniţa - Lăpuşteşti va contribui la asigurarea stabilităţii SEN prin creşterea elasticităţii de funcţionare şi a gradului de siguranţă a acestuia. Această centrală va permite asigurarea de către sistem a unor calităţi superioare de energie electrică livrată consumatorilor şi se vor crea condiţii tehnice şi performanţe funcţionale, optime energo-economice, de conexiuni cu sistemele electroenergetice din vecinătate şi racordare la UCPTE.

BIBLIOGRAFIE

[1] P a v e l , D . *Centrale şi agregate cu acumulare prin pompare.* Prima Conferinţă Naţională de Energetică, 17 - 18 octombrie 1974, Bucureşti

[2] x x x *Perspective a long terme de l'industrie de l'energie électrique en Europe 1970 - 1985.* Material întocmit de Comisia economică pentru Europa la Geneva, 1974.

[3] x x x *Toshiba pump storage power plant.* Ediţie specială pentru simpozionul de la Târgul de la Leipzig, martie 1976.

[4] x x x *The wold's pumped storage plants.* In: Water Power and Dam Construction, nr.1, 1981, pag.68 - 69.

[5] S p i r i d o n , D . *Determinarea preliminară a principalilor parametri hidroenergetici ai centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj.* In: Energetica, 30 nr.9 1982.

[6] S p i r i d o n , D . *Consideraţii privind parametrii hidroenergetici principali ai CHEAP echipate cu maşini reversibile.* In: Energetica 30, nr.11, 1982.

[7] C o g ă l n i c e a n u , A . *Bazele tehnice şi economice ale hidroenergeticii.* Bucureşti, Editura Tehnică, 1986.

[8] Douglas, T.H. *Comment - UK conference Reviews pumped - Storage developements.* In: Water Power and Dam Construction 42, April 1990.

[9] M a k a n s i , J . *Versatility of hydro assures its role-sespite mounting pressures.* In: Electric power international, December 1993.

[10] S p i r i d o n , D . *Căile prioritare de mărire a gradului de utilizare a potenţialului hidroenergetic din România.* In: Energetica, 44, nr. 2A, 1994.

Nota autorului. La elaborarea lucrării au fost consultate şi studiile privind oportunitatea realizării şi încadrarea în SEN şi pe curbele de sarcină a CHEP; inventarierea unor posibilităţi de realizare a CHEAP pe teritoriul României, precum şi lucrări de studii şi proiectare pentru precizarea schemelor de amenajare a unor CHEAP, întocmite de ISPE şi ISPH până în anul 1995.

Referent: dr. ing. Gheorghe Luca - S.C. Hidroconstrucţia S.A.

(Primit la 23 mai 1994, acceptat la 21 septembrie 1995)

COMENTARIU

Deşi articolul fundamentează corect concluziile privind necesitatea realizării CHEAP Tarniţa-Lăpuşteşti în perioada imediată, pe baza calculelor de eficienţă economică efectuate, consider necesar să mai subliniez următoarele elemente:

1. Încă din perioada anterioară anului 1989, în cadrul sistemelor energetice ale fostelor ţări membre CAER rezulta, pe baza studiilor efectuate în cadrul acestui organism, necesitatea unei CHEAP în această zonă. În situaţia actuală, când se pune problema realizării unui sistem energetic unic pentru întreaga Europă prin conexiunea sistemelor energetice naţionale ale ţărilor foste socialiste, această necesitate devine mai acută.

2. În fundamentarea eficienţei economice au fost luate în considerare toate funcţiunile pe care le va îndeplini această CHEAP în cadrul sistemului energetic naţional al ţării noastre. Pentru funcţia principală (furnizarea de energie electrică de vârf) sunt prezentate suficiente elemente. Pentru restul funcţiunilor, însă, nu există suficiente elemente, iar pentru funcţia pe care o va îndeplini în cadrul sistemului energetic unic european se propune efectuarea unui studiu de marketing.

3. Pe baza datelor statistice existente la DEN, cred că este necesar să se determine o serie de elemente tehnice care să determine toate funcţiile pe care le va îndeplini această CHEAP. Apreciez că producţia de 1500 MWh propusă de I.S.P.E. pentru intervenţii în cazuri de avarii în sistem este puţin fundamentată.

4. Pentru toate funcţiunile îndeplinite de CHEAP sunt necesare o serie de tarife pentru serviciile îndeplinite, cu care, pe baza datelor cantitative arătate la pct. 3, să se evalueze efectele economice.

5. Proiectul acestei CHEAP a prezentat un interes deosebit pentru diferiţi investitori străini. Nu ar fi fost lipsit de interes să fie prezentate câteva elemente din aceste oferte.

6. Dat fiind faptul că realizarea acestei CHEAP prezintă mare importanţă pentru viitorul sistem energetic unic al Europei, iar posibilităţile de finanţare la nivel naţional a unui astfel de obiectiv în această perioadă sunt relativ reduse, este necesară acordarea unei atenţii maxime la analizarea ofertelor investitorilor străini. Realizarea acestei CHEAP în sistem BOT ar putea prezenta mult interes.

dr. ing. Gheorghe Luca

Informaţii

AIEA ŞI NAŢIUNILE UNITE

În sistemul Organizaţiei Naţiunilor Unite, Agenţia Internaţională pentru Energie Atomică este o organizaţie autonomă cu reglementări de drept propriu. Concepută ca Organizaţia "*Atomul în slujba păcii*", Agenţia îşi are originea în viziunea fostului preşedinte D. Eisenhower al Statelor Unite. În decembrie 1953, acesta a propus în Adunarea Generală a ONU din New-York, crearea unei agenţii internaţionale pentru a exploata atomul în beneficiul umanităţii. În 1954, Adunarea Generală a pus în practică această idee şi un grup de state a fost însărcinat să definească mandatul noii agenţii.

Statutul AIEA a fost aprobat la 26 octombrie 1956 la o Conferinţă Internaţională ţinută la Sediul ONU din New-York, iar Agenţia şi-a început existenţa în Austria-Viena în 29 iulie 1957. In noiembrie 1957, Adunarea Generală a aprobat un acord al ONU cu AIEA. Agenţia dă rapoarte anuale Adunării Generale şi, oricând este necesar, Consiliului de Securitate, care are principala responsabilitate în menţinerea păcii şi securităţii internaţionale şi Consiliului Economic şi Social, care coordonează activitatea de cooperare între ONU şi agenţiile sale specializate.

În prezent, Agenţia are 122 de State membre, care sunt direct implicate în multe aspecte ale dezvoltării globale ale energiei nucleare.

Rolul global al AIEA este dublu: primul, să ajute ţările interesate să utilizeze tehnologiile nucleare în beneficiul aplicaţiilor în domeniul producţiei de electricitate, al sănătăţii, al dezvoltării agriculturii şi industriei; al doilea, să monitorizeze activităţile nucleare civile, aşa cum este prevăzut în "Statut", pentru a verifica faptul că materialele nucleare nu sunt deturnate în scopuri militare. Acest rol dublu are mai multe dimensiuni. Programul de Cooperare tehnică al Agenţiei cuprinde aproximativ 1400 proiecte în 90 de ţări în curs de dezvoltare, la o valoare de 50 mil. $. Adiţional, circa 150 programe de cercetare suportate de AIEA sunt în diferite faze de dezvoltare pe plan mondial. Aproape 3000 experţi sunt trimişi anual în ţările în curs de dezvoltare spre a susţine cursuri exemplare şi peste 1000 colaboratori ştiinţifici şi savanţi invitaţi, primesc în fiecare an, în institutele naţionale sau regionale sau la cele trei centre şi Laboratoare ale AIEA o pregătire adecvată .

Activităţile legate de garanţii şi verificări sunt bazate, în principiu, pe "Statutul AIEA" şi "Acordurile" încheiate cu statele membre.

La finele anului 1994 erau sub garanţie AIEA 843 instalaţii nucleare sau zone conţinând material nuclear. Acorduri de garanţii au fost semnate cu 118 state, incluzând cele 102 State părţi ale T.N.N. (Tratatul de Neproliferare a armelor Nucleare), în care Agenţia este destinată ca organ de inspecţie.

ing. L.M. Goia

SOLUŢII TEHNICE PENTRU CREŞTEREA PRODUCŢIEI DE ENERGIE ELECTRICĂ LA CENTRALELE HIDROELECTRICE ÎN FUNCŢIUNE

ing. IOAN ŞOICULESCU *; ing. MARIA DUMITRESCU*

Pornind de la principiul de exploatare a centralelor electrice adecvat cerinţelor economiei de piaţă, al cărui scop este producerea de elergie electrică cu cheltuieli minime şi în condiţii de eficienţă maximă, articolul prezintă exemple concrete de aplicare a unor soluţii tehnice care duc la obţinerea unor importante creşteri ale producţiei de energie electrică la hidrocentrale şi la o mărire a siguranţei în funcţionare a echipamentelor energetice.

O parte din aceste soluţii sunt aplicate deja cu succes în cadrul amenajărilor hidroenergetice, altele sunt în curs de implementare, ca urmare a unor lucrări de cercetare recent încheiate, iar unele se află în fază de experimentare la institutele de specialitate din cadrul RENEL, cu finalizare în perioada 1995 - 1996.

Modalităţile de abordare şi aplicare în practică a noilor soluţii tehnice în cadrul filialelor de hidrocentrale ţin cont de specificul amenajării, tipul echipamentelor şi gradul de dotare cu aparatură de achiziţie a datelor de exploatare.

Starting from the market economy principle related to the power plants operation with minimum expenses and under maximum efficiency, the paper presents examples of technical solutions for increasing the electricity generation at HPPs and a great operational reliability of the energy outfits.

Some of these solutions are already successfully applied at the hydropower plants, others are ongoing to be implemented as a result of some completed research projects and others are being tested at the institutes within RENEL and expected to be concluded by 1996.

The ways of applying the new technical solutions to the hydropower plants subsidiaries depend on the objective and outfits types and on the level of endowment with operation data acquisition equipment.

Descriptori: centrale hidroelectrice, reabilitare

Una dintre preocupările permanente ale specialiştilor din domeniul energetic este creşterea producţiei de energie hidroelectrică, cu efect în balanţa de combustibil a ţării, dar care, în noile condiţii, trebuie să adopte ca principiu de exploatare producerea de energie cu cheltuieli minime şi în condiţii de eficienţă maximă.

Acest deziderat se poate obţine prin realizarea şi aplicarea unor soluţii tehnice specifice, din care amintim: mărirea coeficientului de utilizare a stocului de apă, exploatarea centralelor cu niveluri ridicate în lacuri, reducerea pierderilor de apă, micşorarea pierderilor de sarcină pe traseul hidraulic, mărirea gradului de disponibilitate a hidroagregatelor, modernizarea şi retehnologizarea instalaţiilor energetice, elaborarea unor programe de exploatare, revizii şi reparaţii adecvate cerinţelor care se impun în condiţii de eficienţă maximă a funcţionării SEN.

În cele ce urmează vom prezenta, cu exemple concrete, unele soluţii tehnice care contribuie la creşterea producţiei de energie electrică la CHE aflate în funcţiune şi modalităţi de abordare şi realizare a acestora în cadrul filialelor de hidrocentrale.

1. Gospodărirea optimă a potenţialului hidroenergetic disponibil

Valorificarea optimă a potenţialului hidroenergetic este posibilă în cadrul amenajărilor hidroenergetice prin realizarea de folosinţe complexe, la a căror exploatare colaborează toţi factorii interesaţi, titulari ai obiectivelor de investiţii şi deţinători ai terenurilor.

* Grupul de Producere Energie Electrică şi Termică - GPTEET, Bucureşti

Această acţiune are ca scop mărirea producţiei de energie electrică în bazinele amenajate hidroenergetic şi satisfacerea concomitentă a tuturor folosinţelor complexe ale amenajărilor respective: navigaţie (Porţile de Fier I şi II), irigaţii (Olt, Buzău, Siret, Argeş), alimentări cu apă (Argeş, Sebeş, Someş, Crişul Repede, Cerna-Motru-Tismana), piscicultură (Someş, Tismana, Lotru, Argeş), agrement (toate lacurile de acumulare), hidroameliorţii (Olt, Siret, Jiu), servitute (Herculane), realizându-se astfel rentabilizarea utilizării potenţialului hidro disponibil.

În principal, soluţiile tehnice utilizate pentru gospodărirea optimă a potenţialului hidro disponibil în cadrul unei amenajări hidroenergetice sunt următoarele:

1. Exploatarea centralelor hidroelectrice cu lacuri de acumulare la cote de retenţie ridicate, asigurând astfel căderi mari de funcţionare a hidroagregatelor şi în consecinţă un consum specific de apă scăzut, deci producţii suplimentare de energie pentru acelaşi stoc de apă disponibilă.

Prin programele de exploatare se urmăreşte realizarea acestei condiţii, asigurându-se concomitent refacerea stocurilor de apă în acumulări pentru sezonul de iarnă şi crearea volumelor de rezervă pentru preluarea viiturilor de primăvară.

Urmărind evoluţia nivelurilor în perioada 1993 - 1995 în acumulările Vidraru, Valea lui Iovan, Oaşa, Fântânele, de pe râurile interioare se constată o îmbunătăţire a exploatării acestora, în sensul celor menţionate anterior (fig.1). O importanţă deosebită o are urgentarea şi terminarea lucrărilor de construcţie la barajele aflate în execuţie (Gura Apelor, Poiana Mărului etc.) şi a digurilor de contur la acumulările Călimăneşti, Lugaşu, Rusăneşti, care vor permite ridicarea cotelor de retenţie cu avantaje tehnice imediate (mărirea capacităţilor de acumulare şi a volumelor de protecţie).

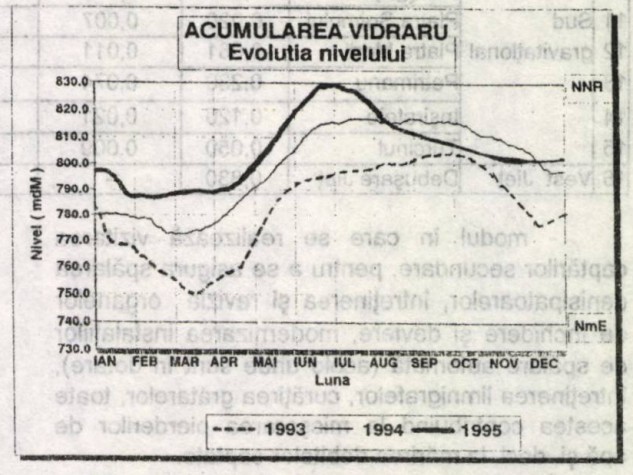


Fig.1. Acumularea Vidraru. Evoluţia nivelului.

2. Funcţionarea captărilor secundare la parametrii proiectaţi, problemă căreia trebuie să i se acorde o deosebită atenţie din partea exploatării, aportul acestora la stocul anual fiind însemnat: Moroieni (14 %), Sadu V (20 %), Argeş (25 %), Bistra-Poiana Mărului (35 %), Sebeş (40 %), Râul Mare - Retezat (41 %), Someş (42 %), Cerna - Motru - Tismana (45 %), Drăgan - Iad (46 %), Lotru (76 %) şi Siriu - Surduc (82 %).

Astfel, în exploatarea acestora se va urmări:

- realizarea unor coeficienţi de captare ridicaţi, printr-o întreţinere periodică care să asigure o bună funcţionare mai ales în perioadele de viituri şi de iarnă (tabelul 1);

Tabelul 1

Centralizator cu rezultatele prelucrărilor primare caracteristice pentru regimul scurgerii de primăvară 1995 în bazinul hidrografic LOTRU

Nr. crt.	Ramura de aducţiune	Captarea	$Q_{med.}$ [m^3/s]	$Q_{afluent}$ [m^3/s]	Hidraulic K	Q_{captat} [m^3/s]	$Q_{pierdut}$ [m^3/s]	q [$l/s/km^2$]	q_{mas} [$l/s/km^2$]	coeficient de captare, ε
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		Rudăreasa 1	0,248	0,095	0,39	0,094	≤0,001	26,4	10,1	99,0
2	Aducţiunea	Rudăreasa 2	0,015	0,013	0,87	0,012	≤0,001	21,4	18,6	92,3
3	principală	Mănăileasa	0,081	0,020/0,055	0,25/0,69	0,019/0,054	≤0,002	42,6	11,7/29,5	95,0
4		Nopteasa	0,122	0,021/0,055	0,18/0,45	0,021/0,055	-	35,9	6,16/16,2	100
5		Coşana	0,105	0,041	0,39	0,041	-	37,5	14,6	100
6	Sud	Funigelul	0,209	0,081	0,39	0,080	≤0,001	40,2	15,6	98,8
7	pompaj	Gropile	0,136	0,095	0,70	0,094	≤0,001	32,4	22,7	99,0
8		Debuş.Coşana	0,690	0,256	0,37	0,253	≤0.003	-	-	99,0

Tabelul 1 (continuare)

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9		Galbenul	1,650	0,289	0,18	0,289	-	38,1	6,67	100
10		Zănoguţa	0,089	0,079	0,21	0,079	-	25,4	6,00	100
11	Sud	Piatra Şoimului	0,020	0,007	0,35	0,007	-	28,6	8,75	100
12	gravitaţional	Piatra Morii	0,061	0,011	0,18	0,011	-	33,0	6,11	100
13		Petrimanu	0,230	0,074	0,32	0,073	≤0,001	30,7	9,87	99,0
14		Inşiratele	0,120	0,021	0,18	0,021	-	30,6	5,50	95,0
15		Turcinul	0,050	0,009	0,18	0,009	-	29,8	5,00	100
16	Vest Jieţ	Debuşare Jieţ	0,830	-	-	0,236	-	-	-	-

- modul în care se realizează vizitarea captărilor secundare, pentru a se asigura spălarea denisipatoarelor, întreţinerea şi revizia organelor de închidere şi deviere, modernizarea instalaţiilor de spălare automată (acolo unde sunt în dotare), întreţinerea limnigrafelor, curăţirea grătarelor, toate acestea contribuind la micşorarea pierderilor de apă şi, deci, la mărirea debitelor captate.

În cadrul campaniilor de măsurători hidrometrice din anul 1994, efectuate de ICEMENERG în perioadele caracteristice ale anului, s-a observat că variaţia coeficientului de captare în cursul anului la o parte din captările secundare din amenajarea Lotru este cuprinsă între 5 % şi 100 %.

Prin efectuarea de observaţii şi măsurători hidrometrice expediţionare se certifică parametrii hidrologici de interes pentru exploatare şi proiectare în secţiunile captărilor secundare şi se programează intervenţiile necesare pentru buna funcţionare a acestora.

Subliniem importanţa programului de investiţii privind realizarea şi punerea în funcţiune a captărilor secundare din amenajările hidroenergetice aflate în exploatare, care ar aduce importante sporuri energetice: Ruieni (74 GWh/an), Remeţi (41,6 GWh/an), Munteni (2,7 GWh/an), Colibiţa (7,3 GWh/an), Râul Mare Retezat (200 GWh/an), Sebeş-Ciban-Cugir (172 GWh/an).

1.3. Mărirea coeficientului de utilizare a stocului de apă disponibil, având în vedere că un element important în creşterea producţiei de energie la centralele hidroelectrice în funcţiune îl constituie reducerea, la minimum posibil, a pierderilor de apă. Acestea apar datorită deversărilor, neetanşeităţilor la organele de închidere sau ca urmare a infiltraţiilor la construcţiile hidrotehnice.

Echivalentul energetic al volumelor de apă deversate în amenajările hidroenergetice ale GPEET a fost în anul 1993 de 304 GWh/an , iar în anul 1994 de 242 GWh/an, valoare corespunzătoare unui coeficient mediu de utilizare a volumelor de apă afluente de 98,1 %.

Reducerea pierderilor de apă datorate deversărilor în timpul viiturilor se realizează prin: mărirea capacităţii de stocare (prevederea unor acumulări cu dispozitive Hydroplus, baraje gonflabile, de exemplu modernizare captare Baciu), crearea rezervelor în acumulări înainte de viituri, montarea de grupuri suplimentare sau mărirea capacităţii de turbinare (CHE Porţile de Fier I - HA7, CHE Olt), evitarea înfundării grătarelor şi reducerea puterii pe grupuri în perioadele de viitură (lanţuri de grinzi flotoare la CHE de pe Olt, Argeş, Buzău), curăţirea grătarelor şi denisipatoarelor la captările secundare, asigurarea disponibilităţii grupurilor de pompare (SP Lotru, Secuieu), întreţinerea etanşărilor organelor de admisie, închidere şi siguranţă (vane, stavile, batardouri).

În cazul organelor de închidere de pe circuitul hidraulic principal sau circuitele hidraulice secundare pierderile de apă se pot elimina prin întreţinerea permanentă a instalaţiilor şi cu ocazia reviziilor periodice ale acestora, avându-se în vedere:

- calitatea materialelor de etanşare;
- gradul de uzură a acestora;
- pierderea calităţilor de etanşare datorită învechirii şi oboselii materialului, expunerii îndelungate la factori agresivi, funcţionare necoresponzătoare, agresivitatea apei şi uneori a unor manevre greşite efectuate în timpul exploatării.

La centralele cu număr mic de ore de funcţionare, diminuarea/eliminarea pierderilor de apă prin organele de admisie are un aport important la creşterea producţiei de energie, timpii îndelungaţi de staţionare în rezervă favorizând creşterea volumelor de apă neturbinate.

Dintre soluţiile tehnice de etanşare îmbunătăţite amintim:

- etanşarea paletelor aparatului director cu garnituri de cauciuc CHE Porţile de Fier);
- eliminarea etanşărilor moi în cazul vanelor fluture (CHE Brădişor).

Reducerea pierderilor de apă prin infiltraţii la construcţiile hidrotehnice se poate realiza prin:

- execuţia corectă şi controlul sistemelor de etanşare în cazul digurilor şi barajelor din materiale locale (CHE Olt, Tileagd);

- respectarea condiţiilor de execuţie a injecţiilor şi betoanelor, prevăzute în caiete de sarcini pentru uvrajele hidrotehnice (CHE Râul Mare-Retezat);

- tratarea rosturilor cu materiale de etanşare adecvate (canale, diguri);

- efectuarea reparaţiilor după tehnologii omologate (CHE Tileagd, CHE Râul Mare Retezat, CHE Scropoasa);

- căptuşirea cu tolă de oţel a porţiunilor de galerii care lucrează la presiuni mari sau în condiţii defavorabile ale structurii geologice (CHE Râul Mare Retezat, Scropoasa, Nehoiaşu).

Reducerea deversărilor datorate indisponibilităţii grupurilor se realizează prin:

- reducerea numărului de incidente şi a reparaţiilor prelungite;

- efectuarea lucrărilor de întreţinere, verificări profilactice;

- efectuarea reparaţiilor preventive.

Exemplu: coeficientul de imobilizare în reparaţii variază în funcţie de comportarea în exploatare a hidroagregatelor, de la 12,5 % (Sebeş), 13 % (Bistriţa, Porţile de Fier, Târgul Jiu), 13,5 % (Cluj), 14,5 % (Curtea de Argeş, Râmnicu Vâlcea) la 15 % (Haţeg).

1.4. Utilizarea micropotenţialului hidroenergetic din zonele amenajate hidroenergetic, având în vedere ponderea însemnată a acestuia (3510 GWh/an din totalul de 40 000 GWh/an - potenţial hidroenergetic amenajabil în România), se poate realiza prin:

- montarea de grupuri de casă pe debitele de servitute (CHE Tg. Jiu, Herculane-baraj, Cândeşti-baraj, Valea lui Iovan) sau pe conductele de alimentare cu apă (acumularea Brădişor). De menţionat că la acumulările cu variaţii mari de nivel (cazul Valea lui Iovan), turbinele instalate pe debitele de servitute trebuie prevăzute cu gamă mare de căderi de funcţionare sau cu generatoare cu turaţii adecvate funcţie de gama de căderi realizate într-o perioadă de timp, care să permită exploatarea acestora şi la căderi mici.

Exemplu: turbina iniţială tip FO cu generator de 1500 rot/min prevăzută să funcţioneze la cote în lac cuprinse între 680 şi 660 mdM nu se poate exploata sub 660 mdM. Se încearcă rebobinarea generatorului pentru o turaţie de 100 rot/min, care să permită extinderea plajei de funcţionare a turbinei până la cota de 630 mdM;

- eliminarea deficienţelor constructive şi mecanice de la CHEMP-uri şi MHC-uri.

În patrimoniul României erau instalaţi, la finele anului 1993, 529 MW în circa 300 CHEMP-uri şi MHC-uri, cu o producţie de energie anuală prevăzută în anul hidrologic mediu de 483 GWh/an. Din cauza unor deficienţe la partea constructivă şi la echipamentele hidromecanice nu se realizează producţia de energie scontată în proiect. Astfel, în anul 1991, an cu debite medii superioare debitelor medii multianuale, gradul de indisponibilitate a 19 CHEMP-uri din cadrul GPEET a fost de 60 - 65 % faţă de valorile prevăzute în proiect, iar producţia de energie electrică are valori cuprinse între 18 şi 71,5 %. Puterea grupurilor la funcţionarea în regim de durată se situează în jurul a 50 % din puterea nominală.

Având în vedere că hidraulicitatea medie anuală constituie un factor hotărâtor în realizarea energiei de proiect, un rol mare în creşterea producţiei de energie la prelucrarea micropotenţialului hidro revine proiectanţilor şi personalului tehnic din exploatare pentru înlăturarea deficienţelor constructive de la prizele de apă, aducţiuni, canale de fugă şi de la echipamente (lagăre, arbori turbină, rotor, aparat director, etanşări, organe de închidere, generatoare, trafo AMC-uri).

În urma analizelor comportării în exploatare a unor CHEMP-uri din cadrul GPEET pe perioada 1985 - 1994 s-a constatat că pentru creşterea producţiei de energie electrică pe baza prelucrării micropotenţialului hidroenergetic trebuie acţionat în principal asupra următoarelor probleme:

- realizarea parametrilor de proiect ai amenajărilor (căderi, debite);

- micşorarea indisponibilităţii grupurilor (îmbunătăţirea soluţiilor tehnice pentru lagăre, etanşări);

- creşterea randamentelor agregatelor (utilizarea generatoarelor la $P_{nom.}$) ;

- reducerea pierderilor de sarcină prin aducerea acestora la valorile de proiect (curăţire grătare, canale);

- mărirea coeficienţilor de captare şi de utilizare a stocului de apă disponibil (decolmatări, grătare priză, camere de încărcare, denisipatoare, reduceri pierderi de apă la captări, pe traseul aducţiunii, prin organele de închidere);

- programe de funcţionare adecvate debitelor afluente, care să elimine, pe cât posibil, funcţionarea intermitentă şi să reducă la minimum numărul de porniri-opriri.

1.5. Optimizarea funcţionării amenajărilor hidroelectrice. Aceasta constuie una din principalele surse de creştere a producţiei de energie electrică, cu problematică complexă, aflată în atenţia permanentă a specialiştilor din domeniu.

Acţiunea de optimizare se produce la nivel de grup, centrală, amenajare hidroenergetică, urmărindu-se, pe lângă mărirea producţiei de energie electrică, creşterea siguranţei în funcţionare a instalaţiilor energetice şi asigurarea alimentării neîntrerupte şi calitative cu energie electrică a consumatorilor.

După cum este cunoscut în cadrul SEN, optimizarea funcţionării centralelor hidroelectrice se face în corelare cu exploatarea celorlalte obiective energetice (CTE pe cărbune şi hidrocarburi, CNE, staţii de pompare pentru acumulare) din dotarea sistemului, acţiune ducând la realizarea unor consumuri specifice minime de combustibili şi a unei siguranţe mărite în exploatarea agregatelor energetice, în special în perioadele de viituri sau intervenţii în caz de avarii în SEN.

În cadrul exploatării CHE, mărirea randamentului de funcţionare al hidroagregatelor duce la consumuri specifice minime, realizându-se astfel prin prelucrarea stocului de apă disponibil energii suplimentare de până la 3 %. Măsurătorile recente de randament de la CHE din amenajarea Olt, Râul Mare- Retezat au relevat diferenţe ale valorilor randamentului în funcţionarea hidroagregatelor, după cum se poate vedea în tabelul 2.

Tabelul 2

Centrala	Grup	Data	Putere [MW]	Cădere H_c [m]	Randament HA: Funcţionare pe cama actuală	Randament HA: Funcţionare pe cama optimă
Ostrovul Mic	HA1	7/1995	6,78	18,65	0,865	0,865
	HA2		7,0	18,51	0,837	0,842
Rusăneşti	HA1	5/1994	10	13,878	0,87	0,902
	HA2		10	13,524	0,854	0,891
Orlea	HA1	12/94	5	15,1	0,882	0,886
	HA2		5	15,1	0,86	0,876
Brădişor	HA1	11/94	50	125,6		0,855*
	HA2		50	125,6		0,863*

* hidroagregate cu turbină Francis

Iată de ce cunoaşterea parametrilor de funcţionare ai hidroagregatului este obligatorie în exploatare, personalului din exploatare revenindu-i sarcina urmăririi şi asigurării funcţionării echipamentelor la parametrii normali, prevăzuţi în proiecte şi în condiţii de siguranţă a instalaţiilor energetice.

După punerea în funcţiune a hidroagregatului, după reparaţii capitale, modernizări, retehnologizări este necesară efectuarea probelor şi măsurătorilor de performanţă pentru verificarea garanţiilor date de furnizor sau executant şi stabilirea parametrilor reali de funcţionare ai acestuia. În cadrul acestor măsurători se urmăreşte determinarea randamentului, stabilirea corelaţiei optime la turbinele cu dublu reglaj, stabilirea coeficienţilor debitmetrici, a debitelor şi temperaturilor la instalaţiile de răcire-ungere, zgomote, vibraţii etc.

Ca soluţii tehnice aplicate sau în curs de aplicare amintim următoarele:

- cama optimă şi sistemul de reglaj funcţie de cădere din regulatoarele automate de viteză ale turbinelor cu dublu reglaj (CHE Olt mijlociu, Porţile de Fier);
- sisteme de măsură a înfundării gratarelor şi dispozitive automate de curăţire a acestora (CHE Olt mijlociu);
- sisteme de reparaţie optimă a puterii pe grupurile unei centrale sau hidrocentru ($\sum Q$= min.) (CHE Stejaru);
- monitorizarea parametrilor funcţionali ai centralei (CHE Stejaru);
- instalaţii de teleconducere prin dispecer (telemăsură, teletransmisie, telecomandă) - (CHE Bistriţa aval, Argeş aval, Olt mijlociu);
- instalaţii de protecţie, telealarmare (Argeş, Buzău);
- programe de exploatare adecvate tuturor cerinţelor permanente sau ocazionale ale SEN.

2. Creşterea randamentului în exploatarea amenajărilor hidroenergetice

Pornind de la componentele randamentului global al unei amenajări hidroenergetice, posibilităţile de creştere a acestuia se concretizează şi prin acţiuni în cadrul activităţii de exploatare şi reparaţii.

Pentru creşterea randamentului hidraulic al amenajării aceste acţiuni au scopul reducerii pierderilor de sarcină pe traseul hidraulic al centralei: curăţirea grătarelor de la priza de apă, de la camera de încărcare (AHE Olt aval Jiu, Buzău), decolmatarea prizelor şi canalelor (Argeş

aval-iunie 1995), micşorarea rugozităţilor galeriilor de aducţiune (Tismana), a galeriilor de fugă (Mărişelu, Brădişor, Şugag). O soluţie aplicată deja cu bune rezultate este montarea lanţului de grinzi flotoare pentru devierea plutitorilor la centralele de pe râurile Olt, Bistriţa, Argeş, Buzău.

De o importanţă deosebită este înlăturarea oricăror pierderi locale de sarcină cauzate de: prezenţa unor corpuri pe traseul hidraulic (CHE Drăgăneşti - un segment de batardou înţepenit în nişa amonte), canale parţial obturate, vane de admisie incomplet deschise etc.

Efectuarea unor reparaţii de calitate contribuie de asemenea la îmbunătăţirea randamentelor turbinelor hidraulice (lagăre, pale rotor-CHE Olt, Porţile de Fier, aparat director - CHE Olt, camera rotorică, - înlocuire subansambluri, astupări găuri produse de cavitaţie, sudură fisuri etc.).

În unele cazuri, reproiectarea unor subansambluri şi înlocuirea acestora duce la mărirea randamentului şi creşterea siguranţei în funcţionare a grupurilor şi centralei.

CHE Stejaru - la două grupuri de 25 MW înlocuire rotor, UHE Lotru - înlocuire rotoare, Râul Mare - Retezat - consolidare lagăre şi stea superioară, îmbunătăţirea sistemului de ventilaţie la generator, Sadu V - înlocuire conductă forţată.

Controlul zgomotelor şi vibraţiilor, micşorarea acestora sau menţinerea lor sub limitele periculoase permite exploatarea grupurilor la puteri mărite până la, şi chiar şi peste, puterea nominală (Porţile de Fier - de la 175 MW pe grup la 190 MW în cadrul încercărilor de funcţionare din anii 1986 - 1987)

Reducerea fenomenelor cavitaţionale prin asigurarea parametrilor hidraulici de proiect niveluri, debite) are efect asupra creşterii randamentului.

Exemplu: terminarea lucrărilor în aval, care să permită realizarea contrapresiunilor necesare în funcţionarea turbinelor.

3. Reducerea consumurilor proprii tehnologice

Pentru reducerea consumurilor proprii tehnologice până la limita posibilităţilor tehnice conferite de utilajele şi instalaţiile existente în dotarea centralelor trebuie acţionat, pe de o parte, asupra componentelor acestora prin operaţii de întreţinere, revizii, reparaţii de calitate, care au în vedere reducerea pierderilor de apă, aer, ulei şi pe de altă parte, asupra schemelor tehnologice privind apa de răcire, infiltraţiile, staţiile de pompare pentru acumulare etc.

Introducerea surselor de alimentare din exterior (pe cale gravitaţională pentru apa de răcire UHE Lotru - utilizarea debitelor Latoriţei), de evacuare a debitelor de infiltraţii în aval (eliminarea pompajului de la incintele rezultate în amenajările unor râuri ca Siret, Olt), asigurarea unor înălţimi de aspiraţie corespunzătoare la staţiile de pompare prin exploatarea acestora la cote ridicate în lacuri (UHE Lotru - staţiile de pompare Petrimanu, Lotru aval, Jidoaia), reducerea timpilor de staţionare, optimizarea funcţionării staţiilor de pompare sunt măsuri care duc la economii de energie cu efect asupra scăderii consumului propriu tehnologic.

Pentru exemplificare, în anul 1994, consumurile interne de energie electrică sunt date în tabelul 3. După cum se vede, consumuri peste valorile uzuale s-au înregistrat la CHE Nehoiaşu, din cauza indisponibilităţii cauzate de repararea galeriei de aducţiune, şi la CHE Ruieni, unde s-au desfăşurat lucrările de montaj şi punere în funcţiune a celui de la doilea hidroagregat.

De remarcat că regimurile de exploatare şi condiţiile de funcţionare ale unei centrale hidroelectrice influenţează în mod direct ponderea consumului propriu tehnologic, dar prin măsuri de organizare şi programe optime de exploatare, acesta se poate diminua corespunzător.

4. Modernizarea şi retehnologizarea instalaţiilor centralelor hidroelectrice

Prin modernizarea şi retehnologizarea CHE se urmăreşte aducerea instalaţiilor din dotare la performanţe superioare prin modificări sau înlocuiri şi dotări suplimentare cu echipamente având performanţe şi calităţi tehnice superioare, celor existente, obţinându-se în final îmbunătăţirea parametrilor energetici.

Astfel, la AHE Olt mijlociu (sector CHE Dăieşti - CHE Ioneşti) s-au înlocuit în RAV-uri cele trei came plane pentru comanda deschiderii rotorului funcţie de deschiderea aparatului director cu came spaţiale şi dispozitive complexe de reglaj automat funcţie de cădere, asigurându-se astfel exploatarea hidroagregatelor la randamente maxime, corespunzătoare căderilor existente în fiecare moment şi obţinându-se măriri de producţie de circa 10 - 15 %.

Instalaţiile debitmetrice bazate pe sonde debitmetrice sau pe măsurarea diferenţei de presiune între două prize statice dispuse pe una din secţiunile radiale ale camerei spirale (metoda Winter - Kennedy) au fost realizate şi puse în funcţiune la centralele de pe Olt, Argeş, Someş,

Bistriţa, Buzău, acestea permiţând atât măsurarea, cât şi contorizarea debitelor turbinate. Aceasta permite calculul consumurilor specifice (m^3 apă/kWh produs) şi aprecierea modului de funcţionare a centralei şi a uzurii agregatului.

pregătirea tehnică, instruirea periodică şi perfecţionarea permanentă a personalului de exploatare. Astfel, în fiecare an se organizează prin CFP - RENEL cursuri de perfecţionare pentru personalul din exploatare, tematica cursurilor

Tabelul 3

Consumuri interne de energie electrică în anul 1994

Nr. crt.	Filiala electrocentrale	Energie electrică produsă [MWh]	Consum intern de energie electrică [MWh]	Energie electrică consumata pentru: [MWh]					Pondere consumului (exclisiv staţii pompare)
				Producere energie	Transformare	Regie	Alte consumuri	Staţii pompare	
1	Porţile de Fier	6452034	37636	10886	20617	6113	-	-	0,58 %
2	Bistriţa *	1399667	13094	4377	7362	1059	91	205	0,94 %
3	Curtea de Argeş	536128	4973	1655	2868	450	-	-	0,93 %
4	Cluj *	671921	7978	3190	3384	1404	-	20908	1,19 %
5	Haţeg	415955	4758	622	1868	2268	-	-	1,14 %
6	Nehoiu	54510	4158	535	2237	1386	-	-	7,63 %
7	Râmicu Vilcea *	2682023	33358	15982	14812	2564	-	130188	1,24 %
8	Sebeş	244269	3896	2327	1090	479	-	-	1,59 %
9	Târgu Jiu	256895	3118	819	1712	587	-	-	1,21 %
10	Caransebeş	99344	3914	223	-	3691	-	-	3,94 %
11		12812746	116883	40616	55950	20001	91	151301	0,91 %

* În producţia de energie eiectrică este inclus şi consumul staţiilor de pompare

Înlocuirea RAV mecanohidraulice mai puţin performante cu RAV electrohidraulice a început prin testarea cu succes a unui REV la CHE Răcăciuni pe Siret. De asemenea, s-au montat pentru experimentare şi testare regulatoare electrohidraulice de viteză cu acţiune discontinuă REVAD la centralele de pe Buzău - aval.

Prevederea prin proiectele de execuţie a dotării centralelor cu debitmetre performante (cu ultrasunete), având şi rolul de protecţie a instalaţiilor la depăşirea valorilor de consemn (F.E. Sebeş), dispozitive de curăţire automată a grătarelor, filtre pentru apa de răcire cu autocurăţire (cu site rotative, cu sertar rotativ sau site fine vibratoare tip ICEMENERG), instalaţii de protecţie la spargerea conductelor forţate sau traversărilor, instalaţii de semnalizare rupere bolţuri (F.E. Buzău), monitorizarea parametrilor funcţionali (CHE Stejaru), introducerea instalaţiilor de telemăsură şi telereglaj, a sistemelor de control şi achiziţii date tip SCADA (F.E. Rm. Vâlcea) contribuie substanţial la îmbunătăţirea procesului de exploatare cu efecte imediate în mărirea producţiei de energie electrică.

5. Perfecţionarea personalului de exploatare

În procesul de exploatare a CHE o contribuţie esenţială la buna funcţionare a echipamentelor şi uvrajelor hidrotehnice o are

urmărind problemele şi cerinţele actuale din domeniul hidroenergeticii.

Fiecare lucrător trebuie să cunoască atribuţiile şi sarcinile care-i revin în conformitate cu fişa postului, iar prin instruire periodică să capete cunoştinţele necesare pentru înţelegerea rolului, urmărirea şi întrebuinţarea corectă a tuturor instalaţiilor moderne care concură la exploatarea optimă şi furnizarea de date asupra funcţionării instalaţiilor CHE.

Se are în vedere întreţinerea şi exploatarea următoarelor dotări:

- instalaţiile debitmetrice, nivelmetrice şi hidrometrice;
- instalaţia de reglaj funcţie de cădere;
- instalaţia de măsurare a înfundării grătarelor prizei turbinei;
- instalaţiile de măsurare a vibraţiilor şi zgomotelor;
- sistemele de monitorizare a parametrilor funcţionali;
- instalaţiile de telemăsură şi teleconducere;
- instalaţiile de avertizare;
- microprocesoare pentru asigurarea funcţionării optime a instalaţiilor.

Personalul din exploatare şi reparaţii trebuie să fie în măsură să efectueze intervenţii operative de bază şi auxiliare şi, de asemenea, să desfăşoare o activitate profilactică, toate acestea având scopul măririi gradului de disponibilitate a hidroagregatelor.

6. Programe de exploatare

Optimizarea exploatării unei amenajări hidroenergetice având la bază programe adecvate, care, plecând de la programele de calcul elaborate, ţin seama de particularităţile tehnice şi restricţiile permanente sau periodice datorate construcţiilor hidrotehnice, echipamentelor sau altor factori din amenajările complexe, poate duce la acelaşi stoc de apă turbinat, producţii suplimentare de energie de circa 3 - 14 % faţă de funcţionarea cu grupurile la putere maximă.

Se ştie că puterea optimă este în jur de 0,7 - 0,85 din puterea maximă a grupului, fiind în funcţie de starea tehnică a acestuia, tipul grupului şi schema de amenajare

Funcţionarea la putere optimă mai conferă şi avantajul constituirii rezervei turnante din diferenţa până la puterea maximă, care poate fi utilizată în sistem pe durate scurte de timp.

Implementarea programelor de optimizare a funcţionării cascadelor de hidrocentrale este o preocupare permanentă a GPEET-DCH în colaborare cu DEN şi alţi factori interesaţi, lucrări pe această temă fiind realizate încă din anii 1970. Odată cu dotarea cu tehnică de calcul modernă s-au elaborat programe de optimizare a funcţionării la nivel de grup şi centrală, având la bază caracteristicile de funcţionare ale acestora, determinate prin măsurători recente de debite, randamente, puteri, temperaturi, pierderi de sarcină şi vibraţii efectuate in situ.

Aceste programe în curs de aplicare şi perfecţionare la CHE Stejaru, Corbeni, Râul Mare Retezat şi pe cascadele aferente, vor deveni operative deja din acest an.

Prin aceste programe se urmăreşte, pe lângă funcţionarea optimă şi în siguranţă a hidrocentralelor, gospodărirea optimă a potenţialului hidro disponibil şi satisfacerea cerinţelor folosinţelor complexe.

BIBLIOGRAFIE

[1] *Exploatarea centralelor hidroelectrice.* Revistă anuală, elaborată şi editată de GPEET - DCH, 1993 - 1994.

Referent: dr. ing. Gheorghe Luca - S.C. Hidroconstrucţia S.A.

(Primit la 22 august 1995, acceptat la 21 septembrie 1995)

Din energetica mondială

Se pregăteşte a şasea unitate nucleară de la Zaporojie - Ukraina

Guvernul ucrainian a aprobat planurile de punere în exploatare a celui de al 6-lea generator al instalaţiei nucleare de la Zaporojie.

Planurile prevăd "comisionarea" unităţii în 1997.

"Zaporojie 6" este una dintre cele trei unităţi PWER, programate pentru dezvoltări şi completări cu ajutorul Uniunii Europene. (Programul de ajutor economic şi tehnic al Uniunii Europene -IUE - pentru ţările Comunităţii Statelor Independente CIS). Cele trei instalaţii sunt toate de concepţie sovietică WER - 1000 (reactoare cu apă sub presiune cu capacitatea de 1000 MW). Punerea lor în funcţiune va avea loc aproximativ în 1 ..... 3 ani, în funcţie de starea fiecăruia. Lucrările în CNE, desfşurare sub egida Programului de asistenţ al Uniunii Europene, vor costa aproximativ 900 mil.$.

(Din: Modern Power Systems, nr. 2, 1995)

Rusia

Începe construcţia reactorului KOLA - AES - 2 în Murmank.

Au început lucrările de construcţie la noua instalaţie nucleară pentru noua centrală KOLA - AES - 2. Ea este destinată să înlocuiască vechea instalaţie dată în exploatare în 1973. Prima unitate a noii centrale trebuie să fie în funcţiune în 2003. Totuşi nu va creşte capacitatea de producţie a zonei, deoarece cele două unităţi din vechea instalaţie vor fi demolate cu ocazia intrării în exploatare a celei noi.

Autorităţile regionale din Krasnoyarsk din Siberia au aprobat construcţia unei instalaţii de recirculare a combustibilului. Aceasta va fi construită la centurl nuclear Krasnoyarsk - 26 şi va avea capacitatea de pa prelucra 4000 tuburi de combustibil. Se aşteaptă ca lucrările de construcţie să dureze 10 ani.

Centrala nucleară Yongbyon Coreea de nord oprită.

Guvernul Nord - Corean a oprit construcţia a două reactoare cu moderator grafit ca urmare a acordului cu SUA de a-şi suspenda propriul program nuclear, în schimbul promisiunii de a obţine două reactoare de 1000 MW cu apă uşoară Totuşi, problema nerezolvată este modul cum vor fi finanţate cheltuielile pentru cele două reactoare, care se ridică la 4 mild. $. Costurile vor fi probabil suportate de Coreea de Sud, Japonia şi SUA, în proporţia 55/30/20 % . Restul va fi suportat de noii membri ai consiliului care va construi noua centrală nucleară.

(Din: Modern Power Systems, nr. 12, 1994)

CONSIDERAŢII PRIVIND CALCULUL EFICIENŢEI ECONOMICE A CHE DIN ROMÂNIA

dr. ing. GHEORGHE LUCA *

Plecând de la prevederile strategiei de dezvoltare a producţiei de energie electrică în perioada următorilor 10 ani, la care autorul emite o serie de critici, şi de la stadiul de valorificare a potenţialului hidroenergetic pe plan mondial şi în ţara noastră se formulează o serie de propuneri menite să îmbunătăţească metodologia actuală de calcul al eficienţei economice pentru obiectivele hidroenergetice existente, în curs de realizare sau care urmează a fi promovate. Se subliniază necesitatea urgenţei unor reglementări la nivel naţional, pentru luarea în considerare a tuturor folosinţelor amenajărilor hidroenergetice la calculul eficienţei economice a acestor obiective de utilitate publică.

Considering the provisions within the strategy for increasing the electricity generation during the next 10 years, the present state of worldwide and in our country hydropower potential capitalization some suggestions are formulated with the view of improving the present methodology of economic efficiency calculation for the existing hydropower plants, for those to be built or planned.

The paper also stresses the requirement of national regulations on considering all hydropower management when calculating the economic efficiency of these public use objectives.

Descriptori: hidroenergetica României, eficienţă economică

1. Elemente de politică energetică rezultate din strategia de dezvoltare a producţiei de energie electrică şi termică a RENEL în perioada următorilor 10 ani

La baza elaborării acestei strategii au stat elementele economice din studiile de dezvoltare a diverselor sectoare de activitate din domeniul energiei, elaborate în principal de către I.S.P.E., şi pentru resursele hidroenergetice, elaborate de către I.S.P.H., cu aplicarea strictă a indicaţiilor cuprinse în diverse recomandări ale forurilor internaţionale de specialitate (în principal bancare), care au studiat condiţiile de realizare a tranziţiei la economia de piaţă în ţara noastră şi integrarea în Europa.

Din această strategie rezultă că în următorul deceniu nu vor putea fi finalizate amenajările hidroenergetice care erau în execuţie în anul 1989 decât parţial, deşi din studiile special executate privind oportunitatea sistării execuţiei la unele din aceste obiective au rezultat cheltuieli mari, fără nici un fel de efecte economice. Strategia mai cuprinde foarte puţine obiective hidroenergetice în acţiunea de retehnologizare şi modernizare şi nici un obiectiv hidroenergetic nou. Subliniem faptul că majoritatea obiectivelor hidroenergetice în curs de execuţie la nivelul anului 1989 au şi folosinţe complexe, în principal în domeniul gospodăririi apelor. De acest lucru nu s-a putut ţine seama, deoarece beneficiarii în cauză, deşi nominalizaţi prin documentele de aprobare, n-au găsit soluţii economice de participare în noile condiţii din ţara noastră.

Mai sublinien faptul că strategia se bazează, în principal, pe retehnologizarea şi modernizarea obiectivelor termoenergetice; dar la evaluarea cheltuielilor n-au fost luate în considerare şi următoarele:

- investiţiile pe plan intern pentru asigurarea combustibililor clasici (cărbune, gaze, petrol);
- investiţiile şi cheltuielile necesare pentru reducerea noxelor emise de termocentrale;

* S.C. Hidroconstrucţia S.A., Bucureşti

- alte cheltuieli legate de combaterea influenţelor negative asupa mediului ambiant (depozite cenuşi şi alte elemente existente);
- cheltuieli legate de aigurarea importului de combustibili în continuare cu toate riscurile aferente.

Introducerea tuturor acestor cheltuieli va face, probabil, ca variantele din strategia prezentată cu cheltuieli minime pe ansamblu să fie modificate mult.

Subliniem faptul că politica RENEL în strategia energiei pe perioada următoare va influenţa semnificativ situaţia economică a ţării pe următoarele decenii. Politica actuală bazată pe criterii incomplete în alegerea variantei optime alterează orientările şi poate duce la mari pagube naţionale.

2. Considerente privind stadiul valorificării resurselor hidroenergetice pe plan mondial şi în ţara noastră

Resursele hidroenergetice sunt resurse energetice care s-au utilizat încă din antichitate şi odată cu folosirea pentru producerea energiei electrice s-au bucurat de oarecare prioritate. În secolul pe care îl încheiem în curând, ele au intrat în concurenţă cu toate celelalte resurse energetice şi şi-au cucerit un loc corespunzător.

Din examinarea datelor statistice privind stadiul de valorificare a resurselor hidroenergetice pe plan mondial rezultă următoarele:

- majoritatea ţărilor economic dezvoltate şi-au valorificat, am putea spune la maximum, această resursă energetică, deşi, după cum se cunoaşte, aceasta a implicat mari volume de investiţii; este greu de crezut că această valorificare s-a făcut fără a fi eficientă în concurenţă cu celelalte resurse energetice;
- aceste ţări acordă, în prezent, toată atenţia problemei retehnologizării şi modernizării obiectivelor hidroenergetice în exploatare;
- o atenţie sporită este acordată în ultima perioadă valorificării potenţialului hidroenergetic prin centrale hidroelectrice mici şi foarte mici, această parte din potenţial fiind inclusă în categoria energiilor regenerabile;
- la aceasta a contribuit şi faptul că nevalorificarea acestei resurse energetice duce la pierderea ei pentru totdeauna pentru omenire.

În ţara noastră acestei resurse energetice i s-a acordat o atenţie deosebită; gradul de valorificare a potenţialului hidroenergetic tehnic amenajabil a crescut în ultimii 50 de ani de la 0,4 % la 40 %, adică de o sută de ori. Dacă comparăm acest grad de valorificare cu cele realizate în ţările dezvoltate economic, rezultă că s-ar impune să se acorde în continuare atenţia corespunzătoare valorificării acestei resurse în condiţiile actuale.

Un singur exemplu este în oarecare măsură edificator. Cu ocazia actualizării proiectului pentru Complexul Hidrotehnic Turnu Măgurele Nicopol, când investiţia necesară s-a evaluat şi în dolari, s-au găsit informaţii privind amenajarea Freudenau tot pe Dunăre în Austria, la care s-a început execuţia (lucrarea este în oarecare măsură similară). Investiţia specifică acestei amenajări este de 5814 dolari/kW şi a fost promovată în timp ce acest indicator la CHTMN, calculând toată investiţia pe folosinţa energetică, rezultă numai de 4032 dolari/kW şi este foarte greu de promovat.

De aici rezultă că, în modul cum se calculează în prezent în ţara noastră eficienţa economică a obiectivelor energetice în general şi a celor hidroenergetice în special, sunt probleme care fac ca această eficienţă să nu fie în concordanţă cu ceea ce s-a întâmplat în practica mondială în etapele de dezvoltare similare cu cele din ţara noastră şi cu ceea ce se întâmplă azi.

3. Consideraţii privind valorificarea resurselor energetice regenerabile pe plan mondial şi în ţara noastră

În ultimele decenii, pe plan mondial se acordă o atenţie deosebită problemei valorificării resurselor regenerabile. Aceasta a fost impulsionată şi de criza petrolieră din 1973. Ţările dezvoltate din punct de vedere economic au luat măsuri deosebite, favorizând agenţii economici care au investit fonduri băneşti şi forţe de cercetare în valorificarea acestor resurse (exemplul pregnant energia eoliană în SUA). Deşi resursele hidroenergetice fac parte în totalitate din categoria resurselor regenerabile în mod arbitrar sunt introduse în această categorie numai hidrocentrale relativ mici şi foarte mici (cele care se pot realiza de către populaţie şi agenţi economici relativ mici).

În prezent, continuă să se acorde atenţie tuturor cotegoriilor de resurse regenerabile (microhidro, vânt, energie solară, ape termale, biomasă, valuri).

În ţara noastră, în ultimii 20 de ani, problemei valorificării resurselor energetice regenerabile i s-a acordat o atenţie poate mai mare decât era necesar, dar lipsa de experienţă şi tarele regimului trecut au făcut ca rezultatele obţinute să nu fie cele scontate şi se poate aprecia că în

condiţiile economice actuale valorificarea acestor resurse a fost, într-o oarecare măsură, compromisă. Un exemplu îl constituie zecile de microhidrocentrale care sunt în pericol să fie abandonate.

Exemplul ţărilor dezvoltate trebuie să constituie un imbold de reluare a acestei problematici în contextul nou şi prin folosirea cooperării internaţionale.

4. Elemente economice pentru determinarea eficienţei economice reale ale amenajărilor hidroenergetice în concordanţă cu practica mondială

Calculele pentru determinarea eficienţei economice a hidrocentralelor din ţara noastră se fac în baza normativului RENEL PE 011/82, care însă este mult depăşit la ora actuală. Această eficientă este exprimată sintetic de raportul B/C (beneficiu/cost), care trebuie să fie mai mare decât 1. Beneficiul rezultă din diferenţa între venituri şi cheltuieli de producţie, iar veniturile depind direct de preţul de vânzare al energiei la barele centralei în cauză.

Pe linie administrativă, RENEL a impus prin adresa din 31.03.1995, ca aceste venituri pentru hidrocentrale să fie calculate cu preţul de vânzare al energiei electrice la barele centralei termice pe păcură, fără a se ţine seama de calitatea energiei livrate de hidrocentrala în cauză.

Apreciez că acest mod de calcul al veniturilor este arbitrar şi nu reflectă realitatea economică din ţara noastră.

În cele ce urmează pun în discuţie o serie de elemenete economice pentru determinarea eficienţei economice reale a amenajărilor hidroenergetice în concordanţă cu practica mondială.

a) În practica mondială şi mai concret în practica companiei Electricité de France, concretizată în Nota Albastră, la determinarea eficienţei economice a hidrocentralelor se iau în considerare toate funcţiile pe care acestea le îndeplinesc în cadrul sistemului energetic naţional: acoperirea graficului zilnic de sarcină (calitatea energiei electrice livrată de vârf, de semivârf şi de bază); participarea la realizarea reglajului frecvenţă-putere în sistem; participare la intervenţii în caz de avarii în cadrul sistemului energetic naţional. La ISPH această problemă a fost tratată de dl.ing. Dan Andrei, care încearcă o adaptare a prevederilor Notei Albastre la condiţiile din România şi demonstrează că luarea în considerare a tuturor funcţiilor îndeplinite de hidrocentralele existente duce la creşterea cu până la 100 % a eficienţei economice a acestora. Luarea în considerare a calităţii energiei electrice livrate de hidrocentrale este în concordanţă cu tarifele diferenţiate de vânzare a energiei electrice, în funcţie de calitatea acesteia. Un exemplu este dat în tabelul 1, care arată tarifele oficiale practicate în România la 1.04.1994 şi din care rezultă că preţul de vânzare al energiei de vârf este cu de peste 2,5 ori mai mare decât cel al energiei electrice în celelalte ore.

Tabelul 1

Tarife de vânzare a energiei în România de la 1.04.1994

Nivelul de tensiune livrare	Tarife pentru energie electrică activă									Tarif pentru energia electrică reactivă [lei/kvarh]
	A. Tarif binom diferenţiat				B. Tarif monom diferenţiat		C. Tarif simplu binom		D.Tarif simplu	
	Pentru putere [lei/kW]		Pentru energie [lei/kWh]		Energie [lei/kW]		[lei/kW] pe an	[lei/kW]	monom [lei/kW]	
	în orele de vârf	în celelalte ore	în orele de vârf	în celelalte ore	în orele de vârf	în celelalte ore	contract pentru putere	contract pentru energie		
Tensiune joasă (≤ 1 kV)	307476	132264	153.6	55.4	230.0	82.0	134334	78.2	104.6	10.7
	2.32		2.77		2.8					
Tensiune medie (1 kV-110 kV)	193230	81090	138.3	50.0	186.2	68.9	111888	65.1	86.0	8.4
	2.38		2.77		2.7					
Tensiune înaltă (≥ 110 kV)	123804	53334	129.9	47.6	159.0	59.9	93258	56.7	73.1	7,40
	2.32		2.73		2.68					

Notă: Cifrele de sub valorile tarifelor reprezintă raportul între tariful la orele de vârf şi tariful la celelalte ore

Mai sunt necesare tarife pentru celelalte servicii: reglaj frecvenţă-putere şi intervenţii în caz de avarii.

b) Hidrocentralele, valorificând sursa energetică regenerabilă - hidroenergia - au ca efect direct reducerea corespunzătoare a surselor energetice neregenerabile, care, în condiţiile ţării noastre, sunt importate în bună măsură şi deci se realizează economii în valută. În consecinţă, se poate calcula un termen de recuperare a investiţiei necesare pentru realizarea hidrocentralei în cauză.

Ca efecte complementare se reduc şi cantităţile de noxe emise de termocentralele echivalente în cauză în atmosferă şi, deci, se reduce impactul asupra mediului ambiant (inclusiv efectele negative ale depozitelor de cenuşă la termocentralele pe cărbune). De altfel, în unele ţări dezvoltate s-a trecut la aplicarea unor taxe, care se plătesc de termocentralele în cauză, ducând la creşterea corespunzătoare a preţurilor de cost ale energiei produse, deci la reducerea beneficiilor sau la creşterea preţului de vânzare a acestei energii.

c) Pentru preţul de vânzare al energiei electrice la calculul veniturilor ce se realizează de hidrocentrale, în afara faptului că se ţine seama de calitatea acestei energii, se ia în considerare pe plan mondial o centrală termică echivalentă, aşa-zis marginală. Această centrală este de fapt cea mai scumpă, pentru că aceste centrale sunt înlocuite de hidrocentrala în cauză. Aceasta contrazice adresa RENEL din 31.03.1995, unde este indicată termocentrala pe păcură.

Apreciez că ar putea fi pusă în discuţie ideea ca acest preţ de vânzare să reprezinte preţul mediu de vânzare la barele centralelor termice din sistem, la care să se adauge efectul calităţii energiei livrate şi celelalte două efecte. În felul acesta ar putea fi determinat efectul economic al hidrocentralei în cauză pe ansamblul sistemului energetic naţional.

d) În practica actuală din ţara noastră comparaţia indicatorilor tehnico-economici ai centralelor termoelectrice cu cei ai hidrocentralelor este viciată şi în oarecare măsură neloială, ca urmare a specificului acestora.

Astfel, la termocentrale, investiţiile necesare pentru asigurarea extragerii şi transportului materiei prime prelucrate (combustibili) nu sunt incluse în investiţiile pentru realizarea lor, dar cheltuielile de exploatare cuprind costul combustibilului. La hidrocentrale, investiţiile similare pentru asigurarea extragerii şi transportului materiei prime prelucrate (apa) sunt incluse în investiţiile pentru realizarea lor. Aceste investiţii la hidrocentrale corespund investiţiilor pentru realizarea lacurilor de acumulare, inclusiv barajele sau captările şi derivaţiile lor, unde există, pentru transportul şi evacuarea materiei prime prelucrate, care este apa. Rezultă clar că efortul de investiţii nu este echivalent la cele două feluri de centrale electrice, deci reflectarea acestora în preţul de cost al energiei produse, mai ales în cazul asigurării şi a altor folosinţe de către amenajarea hidroenergetică în cauză, duce la o comparaţie în mare măsură neloială.

Prin includerea în preţul de cost al energiei livrate de termocentrale a preţului combustibilului, în care se reflectă extragerea şi transportul acestuia, se realizează o oarecare echivalenţă, dar nu totală, datorită faptului că impactul negativ asupra mediului ambiant nu este exprimat economic. Mai subliniem faptul că acest impact negativ asupra mediului ambiant se acumulează continuu, fără a se putea prognoza efectele în timp asupra generaţiilor viitoare.

Mai mult ca sigur că în cadrul noului context al statelor europene, într-o perspectivă apropiată se vor introduce şi la noi taxele practicate în ţările dezvoltate pentru emisiunile nocive în atmosferă, ceea ce va influenţa negativ eficienţa economică a termocentralelor.

e) În calculul eficienţei economice a celor două feluri de centrale electrice este necesar să se ţină seama în mai mare măsură de realităţile din ţara noastră. Astfel, pentru hidrocentrale gradul de folosire a puterii instalate este influenţat de regimul hidrologic (acesta este inclus în calcul) şi de calitatea echipamentelor care, în general, a fost corespunzătoare, cu unele excepţii în ultima perioadă.

Pentru termocentrale, gradul de folosire a puterii instalate este influenţat de calitatea combustibililor şi cea a echipamentelor, în special cele de producţie internă. Se cunosc problemele grele cu care s-au confruntat aceste centrale şi încă se mai confruntă. Este necesar ca aceste realităţi să fie reflectate şi în calculele de eficienţă economică.

Specificul celor două genuri de centrale face ca ele să se diferenţieze în mod categoric la consumul intern tehnologic. La termocentrale acest consum este incomparabil mai mare. Dacă la aceasta s-ar mai adăuga şi energia electrică care se consumă pentru extragerea şi transportul materiei prime (combustibili), consum care la hidrocentrale este inclus, diferenţele ar fi şi mai mari. În orice caz, în eficienţa economică care se calculează pentru termocentrale nu este inclus consumul de energie electrică pentru extragerea şi transportul materiei prime (combustibilul) decât valoric, prin preţul de cost al combustibilului.

f) Se cunoaşte faptul că toate amenajările hidroenergetice au şi alte folosinţe în afara celei hidroenergetice.

Până în prezent, cu unele foarte mici excepţii, aceste folosinţe sunt satisfăcute gratuit. Fără a intra în detalii, subliniez faptul că în noile condiţii economice această practică nu mai poate continua nici pentru amenajările existente, nici pentru cele în curs de realizare şi cele care urmează să se promoveze pentru realizare. Urgenţa acestor reglementări este evidentă.

Concluzii şi propuneri

Subliniez în mod deosebit actualitatea acestei teme în etapa actuală, când se definitivează strategia de dezvoltare a producţiei de energie pentru perioada următoare.

Stadiul de valorificare a potenţialului hidronergetic realizat, comparat cu cel realizat în ţările economic dezvoltate, impune o analiză atentă a modului de calcul al eficienţei economice a hidrocentralelor în concordanţă cu realităţile economice din ţara noastră şi practica pe plan mondial în acest domeniu.

Acţiunile de valorificare a resurselor energetice regenerabile în ţara noastră, în concordanţă cu practica mondială trebuie să fie reluate la un nivel calitativ superior, prin folosirea posibilităţilor de cooperare internaţională. În această categorie intră şi valorificarea potenţialului hidroenergetic prin centrale hidro mici şi foarte mici.

Elementele economice semnalate la pct.4 se impun a fi analizate şi adâncite în cadrul normativelor în curs de revizuire în cadrul RENEL.

Subliniem în mod deosebit necesitatea ca adaptarea Notei Albastre, realizată într-o primă formă de ing. Dan Andrei din cadrul I.S.P.H., să fie oficializată ca o anexă a normativului în cauză.

De asemenea, este evidentă necesitatea urgentării unor reglementări la nivel naţional (guvernamental) pentru luarea în consideraţie a tuturor folosinţelor amenajărilor hidroenergetice în calculul eficienţei economice a acestor obiective de utilitate publică.

Pentru fundamentarea politicii RENEL propunem ca în cadrul unui studiu ISPE - ISPH să se calculeze în paralel eficienţa economică a două obiective termoenergetice (chiar retehnologizări) şi două obiective hidroenergetice, luând în considerare toate elementele economice arătate în cadrul acestei lucrări.

Referent : prof. dr. ing. Valeriu Nistreanu - Facultatea de Energetică, U.P.B.

(Primit la 13 iulie 1995, acceptat 21 septembrie 1995)

Istoria energeticii

O CARTE DE DEMULT

N. Vasilescu Karpen "Manual de electrotehnică generală"

Cea dintâi carte de electrotehnică, pentru învăţământul politehnic, tipărită, a fost editată în 1927 de Cultura Naţională, în format 18,5/12,5 cm, cartonată, în 280 pagini.

Cuprinde: prefaţă, curenţi continui (maşina dinamoelectrică), acumulatori, curenţi alternativi (teoria curenţilor alternativi), alternatori, transformatorii de curent alternativ, motoare pentru curent alternativ, transformatorul în general, instrumente de măsură, distribuţia energiei electrice, calculul reţelelor de distribuţie, aplicaţii mecanice, tracţiunea electrică, probleme.

Pentru aprecierea concepţiilor existente în urmă cu aproape 70 de ani extragem următoarele afirmaţii din prefaţa autorului:

"Am evitat orice calcul care nu era indispensabil, socotind că într-un curs destinat viitorilor inginen, atenţia trebuie să se concentreze asupra înţelegerii fizice a fenomenelor expuse şi să nu fie distrasă de la aceasta printr-o dezvoltare sau importanţă exagerată dată calculului . . .

În această ordine de idei am adoptat reprezentarea mărimilor alternative prin vectori; reprezentarea acestor mărimi prin imaginare aduce desigur mari foloase . . . am preferat însă metoda grafică ca mai intuitivă . . ."

"Electrotehnica generală" era cursul predat de profesorul N. Vasilescu Karpen (absolvent al Şcolii Superioare de electricitate) în anul II al secţiei electromecanice; în anii III şi IV, profesorii C. Budeanu, D. Germani, I.S. Gheorghiu* şi I. Ştefănescu Radu** dezvoltau părţi din Electrotehnica generală, care deveneau cursuri de bază.

Cu pregătirea de mai sus, Paul Dimo, I.S. Antoniu şi D. Soare au urmat Şcoala Superioară de Electricitate; primii doi au devenit ingineri ai Societăţii Generale de Gaz şi de Electricitate din Bucureşti, iar al treilea a devenit inginer la Casa Autonomă a Monopolurilor de Stat C.A.M.

ing. Paul Cartianu

* absolvenţi ai Şcolii Superioare de Electricitate de la Paris

** absolvent al Institutului de Electrotehnice de la Montefiore - Belgia

GRADUL ACTUAL DE VALORIFICARE A POTENŢIALULUI HIDROENERGETIC AL ROMÂNIEI CU EVIDENŢIEREA UNOR ASPECTE CARE JUSTIFICĂ AMENAJAREA ÎN CONTINUARE A RESURSELOR HIDROENERGETICE ALE ŢĂRII

ing. VALERIU BOGAN ; ing. IRINA BOGAN *

Se prezintă stadiul de amenajare a resurselor hidroenergetice ale României, evidenţiindu-se faptul că prin producţia hidro în perioada 1.01.1990 - 31.12.1994 s-a evitat importul a circa 17 mil. tone păcură. Se pune în evidenţă similitudinea care există între centralele de diferite tipuri privind investiţiile necesare:

- investiţii în centrala propriu-zisă în care ponderea principală o are echipamentul;

- investiţii pentru procurarea şi aducerea la centrală a materiei prime energetice.

Consideraţiile expuse pun în evidenţă faptul că punerea în funcţiune a unor grupuri fie în termocentrale, fie în hidrocentrale este însoţită şi de realizarea unor investiţii pentru asigurarea materiei prime energetice.

În partea a doua, a articolului se propune o metodologie de punere în evidenţă a efectului calitativ al energiei produse de centralele hidroelectrice.

The present state of hydropower resources management in Romania focusing on hydropower generation during 01.01.1990 - 12.31.1994 (imports of about 17 mil. t of equivalent fuel oil were redeced) is presented.

It also stresses the similarity between different types of power plants as concerns the required capital costs:

- capital costs for the plant where the equipment is meaningful;

- capital costs for purchasing and transportation to the plant of the raw energy materials.

Subsequently, starting up of different units either in the TPPs or in the HPPs requires capital costs for the raw energy materials.

Futher on a methodology for showing the quality of the energy generated by HPPs is proposed.

Descriptori: hidroenergetica României, amenajări în perspectivă

Introducere

Potenţialul hidroenergetic tehnic amenajabil al României este evaluat la o capacitate de producţie de aproximativ 40000 GWh/an (echivalentul a circa 11 mil. tone petrol/an), cu caracteristica principală că este regenerabil pe parcursul unui an.

Din acest potenţial, la 1.01.1995 erau amenajate centrale hidroelectrice având o capacitate medie de producţie de aproximativ 16 700 GWh/an (echivalentul a 4,5 tone petrol). Faţă de această capacitate medie de producţie, producţia efectivă a centralelor RENEL a fost în 1993 de 12 700 GWh şi în 1994 de 12 958 GWh. Producţia efectivă realizată în perioada 1.01.1990 - 31.12.1994 a fost de 62 380 GWh (echivalentul a 17 tone petrol).

La 1.01.1990 erau în execuţie 67 centrale hidroelectrice, în diferite stadii de construcţie, care însumau o putere instalată de aproximativ 1300 MW şi o capacitate medie de producţie de 3500 GWh/an. Aceste centrale sunt grupate pe sectoare şi amenajări (ca de exemplu amenajarea Mâneciu - Vălenii de Munte patru centrale, Strei aval şapte centrale, Olt defileu şase centrale etc.),

* Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice - ISPH, Bucureşti

terminarea unor lucrări la centralele din amonte influenţând favorabil şi parametrii energetici ai centralelor situate în aval. Dintre acestea, în perioada 1.01.1990 - 31.12.1994 au fost puse în funcţiune capacităţi noi, care însumează o putere instalată de 363 MW, respectiv o capacitate de producţie la parametrii finali de 737 GWh/an.

Din punct de vedere economic (independent de modul de organizare la un anumit moment) producerea unor bunuri (inclusiv producţia de energie electrică) necesită:

- investiţii în instalaţiile de prelucrare a materiilor prime şi realizarea efectivă a produsului respectiv;
- investiţii pentru dezvoltarea bazei de materii prime şi în instalaţiile de transport al materiei prime la instalaţiile de prelucrare.

În cazul amenajărilor hidroelectrice, conform celor expuse mai sus şi similar cu cea de la o centrală termoelectrică, investiţia are cele două componente:

A. Investiţie în centrala propriu-zisă, în care ponderea principală o deţine echipamentul.

B. Investiţie în instalaţiile pentru procurarea şi aducerea la centrală a materiei prime energetice:

- în cazul termocentralelor: mine de cărbuni, sonde de extracţie a petrolului, gazului etc. şi instalaţii de transport constituite din conducte, benzi transportoare, căi ferate etc.
- în cazul amenajărilor hidroelectrice: barajele şi instalaţiile de captare, respectiv conductele (canalele) de transport al apei de la captare la centrală.

Observaţie. Similitudinea între hidrocentrale şi termocentrale merge şi mai departe, în sensul că unele hidrocentrale asigură şi alte necesităţi ale societăţii: apa potabilă şi industrială, irigaţii etc., iar unele termocentrale asigură căldură populaţiei, abur industrial etc.

Consideraţiile de mai sus pun în evidenţă faptul că punerea în funcţiune a unor grupuri fie în termocentrale, fie în hidrocentrale este însoţită şi de realizarea unor investiţii pentru asigurarea materiei prime energetice primare.

Investiţiile repartizate sectorului hidroenergetic în perioada 1.01.1990 - 31.12.1994 au fost utilizate atât pentru instalarea (punerea în funcţiune) a unor noi grupuri în centrale, cât şi pentru realizarea sau terminarea unor baraje, captări, aducţiuni secundare şi principale, care asigură apa (agentul primar purtător de energie), atât pentru centrala proprie, cât şi pentru centralele din aval.

Rezultă astfel situaţii în care se poate obţine un spor de energie datorită realizării unor captări (baraje) şi aducţiuni în grupuri hidrogeneratoare puse anterior în funcţiune şi invers un grup pus recent în funcţiune să aducă un spor de energie numai după asigurarea materiei prime prin realizarea aducţiunilor secundare, la fel ca la centralele termoelectrice, la care, chiar dacă sunt grupuri disponibile, pentru a se produce energie trebuie să se asigure combustibil.

Aceste elemente pun şi mai pregnant în evidenţă asemănarea existentă între centralele hidro şi termoelectrice, şi care se reflectă în separarea efortului financiar în cele două componente:

- investiţia pentru realizarea obiectivului propriu-zis (centrala);
- investiţia pentru procurarea materiei prime energetice (combustibil respectiv apa).

Elemente de care trebuie să se ţină seama la stabilirea valorii energiei produse de centralele hidroelectrice

În cele expuse mai sus s-a scos în evidenţă similitudinea care există între modurile în care trebuie abordată problema efortului financiar la cele două categorii de obiective.

În ceea ce priveşte produsul obţinut, respectiv puterea şi energia electrică, trebuie să se ţină seama de calitatea energiei electrice, respectiv de rolul pe care îl au CHE în sistemele energetice. În cele de mai jos nu se tratează exhaustiv această problemă, ci se face numai o trecere în revistă a anumitor aspecte privind calitatea energiei.

În vederea stabilirii tipurilor de calităţi de energie şi a coeficienţilor de echivalare între acestea se definesc următoarele:

Energia etalon,la care se aduc în mod convenţional toate tipurile de energie,este *"energia asigurată de bază produsă în sezonul de vară"*. Faţă de aceasta, celelalte tipuri de energie vor fi multiplicate cu *"coeficienţi de echivalenţă"* a căror valoare se stabileşte pe baza costurilor diferitelor tipuri de energie, a costurilor energiei de înlocuire sau a economiilor de combustibil în centralele termoelectrice care ar produce energia respectivă, aşa cum se va arăta în cele ce urmează.

Calitatea energiei se defineşte din patru puncte de vedere, şi anume:

a - gradul de asigurare a producţiei de energie (respectiv siguranţa producţiei nominale);

b - perioada climatică în care se produce energia;

c - perioada din cursul unei zile în care se produce energie, legată de variaţia graficului de sarcină în sistem;

d - gradul de disponibilitate a producerii la cerere a unei cantităţi suplimentare mari de energie în cazul unor avarii în sistem.

a) din punctul de vedere al gradului de asigurare energia poate fi clasificată astfel:

a.1. energie asigurată, respectiv energie care poate fi produsă conform programului, în perioada din an şi din zi planificată, la solicitarea DEN;

a.2. energie neasigurată, respectiv energie ce se produce în mod aleator (întâmplător) în timp şi nu poate fi planificată de DEN.

În prima categorie intră mare parte a producţiei de energie dată de centralele hidroelectrice cu regularizare cel puţin zilnic-orară a debitelor. Energia de bază şi semivârf a acestor centrale hidroelectrice este pratic în întregime asigurată. Pentru energia de vârf se va ţine seama că:

- energia este asigurată dacă poate fi furnizată timp de 4 - 12 ore/zi în sezonul de vară şi de 6 - 15 ore/zi în sezonul de iarnă, din care cel puţin 4 ore/zi funcţionare continuă la întreaga capacitate;

- energia nu este asigurată dacă poate fi furnizată sub 4 ore/zi în sezonul de vară şi sub 6 ore/zi în sezonul de iarnă, în regim de funcţionare continuă.

În cea de a doua categorie intră producţia de energie a MHC şi CHEMP (la care centralele intră în funcţiune în mod aleator şi automat la umplerea bazinului compensator amonte) şi energia produsă în perioadele de ape mari întâmplătoare, cu durată necunoscută. În aceaşi categorie intră şi energia produsă de centralele anexă la o amenajare cu folosinţe preponderente de altă natură (irigaţii, alimentări cu apă).

Energia asigurată va avea un coeficient de echivalare a1 = 1, întrucât este luată ca etalon; producerea sa duce la economii de combustibil corespunzătoare consumului specific al unor grupuri termoenergetice.

Energia neasigurată poate duce la descărcarea unor grupuri termoenergetice pe pericada când apare întâmplător, dar acestea trebuie menţinute în stare de funcţionare pentru eventualitatea încetării producţiei.

Economia de combustibil este echivalentă cu scăderea relativă a consumului specific între starea de producţie energie termo şi starea de menţinere în funcţiune, pentru a putea fi încărcate în situaţia când energia hidro neasigurată nu se mai produce. Pe baza datelor existente, coeficientul de echivalare poate fi luat în mod corespunzător egal cu raportul dintre scăderea relativă a consumului de combustibil în situaţia menţională şi consumul de combustibil necesar la producţia de energie, respectiv:

$$a2 = \frac{0{,}250 \ \text{kgcc/ kWh}}{0{,}360 \ \text{kgcc/ kWh}} = 0{,}70$$

Notă. Raportul corespunde grupurilor termoelectrice cu specific de bază. El poate fi considerat valabil cu aproximaţie şi pentru grupurile cu specific de vârf.

b) Din punctul de vedere al perioadei climatice în care se produce energia există :

b.1 - energie produsă în sezonul cald de vară (aprilie - septembrie inclusiv);

b.2 - energia produsă în sezonul rece, de iarnă (octombrie - martie inclusiv) :

Efortul de producere a energiei în sezonul rece, cu consum maxim şi cu dificultăţi suplimentare în exploatarea centralelor electrice de orice fel (termo sau hidroelectrice) este considerabil mai mare, faptul fiind confirmat şi de tarifele diferenţiate şi de dificultăţile de asigurare a energiei electrice şi în special a căldurii pe timp de iarnă. Pe baza acestor considerente se poate admite, pentru coeficientul de echivalare b2, valoarea 2 (b2 = 2), în raport cu b1 = 1 prin definiţie (etalon).

c) Din punctul de vedere al perioadei din cursul unei zile în care se produce energia există:

c1 - energia de bază;

c2 - energia de semivârf;

c3 - energia de vârf.

Perioadele din zi în care se înscriu cele trei tipuri de energie rezultă din graficele de sarcină ale sistemului energetic naţional, diferite în sezonul de vară şi sezonul de iarnă (vezi observaţia de la punctul a, referitoare la energia de vârf).

Considerând energia de bază ca etalon (c1=1) şi ştiind că există tarife diferenţiate) rezultă coeficienţii de echivalenţă:

$$c2 = \frac{\text{tarif zonă de semivârf (zi)}}{\text{tarif mediu zonă de bază (noapte)}} = 1{,}12$$

$$c3 = \frac{\text{tarif zonă de vârf (ore de vârf)}}{\text{tarif mediu zonă de bază (noapte)}} = 2{,}37$$

d. Din punctul de vedere al disponibilităţii de a produce energie de intervenţie în cazuri de avarii în sistem, se vor lua în considerare acumulările cu rezerve suficiente de apă pentru a produce suplimentar energie (din stocul acumulat) la puterea nominală a centralei, pe durate de cel puţin 72 ore fără întrerupere. Coeficientul de echivalare va avea în vedere că soluţia alternativă este importul neplanificat de energie, care, pe baza situaţiilor statistice din ultimii ani, duce la d = 3 x c3, adică d = 7.

Se propune ca în calculul cantităţii de energie de intervenţie să se ia în considerare următoarele stocuri de apă:

- pentru acumulări cu $\alpha \leq 0,2$, stocul echivalent a cinci goliri pe an;

- pentru acumulări având $\alpha = 0,05$, stocul echivalent a 2,5 goliri pe an;

- pentru acumulări având $\alpha = 0,1$, stocul echivalent a 1,5 goliri pe an;

- pentru acumulări cu $\alpha = 0,2$, stocul echivalent a o golire pe an;

- pentru acumulări având $\alpha \geq 0,25$, stocul echivalent a 0,8 goliri pe an.

Pentru alte valori ale coeficientului α se va interpola linear între valorile de mai sus.

Stocul total (corespunzător golirilor indicate), considerat că produce energie de intervenţie, nu va putea depăşi 1/5 din stocul anual aflent.

Stabilirea cantităţilor totale de energie şi repartiţia pe calităţi

Pentru fiecare hidrocentrală se poate determina cantitatea totală de energie şi repartiţia sa pe calităţi (notate cu indicele K = 1 .....13).

Calităţile de energie luate în considerare sunt în număr de 13 = 12 combinaţii între energiile asigurate - neasigurate de bază, de semivârf şi de vârf şi de vară, de iarnă, plus energia de intervenţie. În funcţie de situaţia particulară a fiecărei amenajări, pot apărea, într-un caz concret dat, numai o parte din calităţile virtual posibile.

În cazul în care o amenajare poate produce şi energie de intervenţie, se va ţine seama că aceasta diminuează cantitatea de energie de alte calităţi în raportul $(1 - r)$, unde r este egal cu raportul dintre stocul de apă utilizat pentru energie de intervenţie şi stocul mediu total captat (turbinat), respectiv cu raportul între cantitatea de energie de intervenţie raportată la cantitatea totală de energie produsă. Dacă nu se produce energie de intervenţie, $r = 0$.

Pentru calculul valorii producţiei de energie se procedează la transformarea energiilor de diferite calităţi în *"energie echivalentă asigurată de bază, de vară"*.

Transformarea energiilor de diferite calităţi în energie echivalentă etalon se face plecând de la cantităţile primare determinate prin calcule hidroenergetice obişnuite, corectate cu factorii (coeficienţii) de echivalenţă totali (notaţi cu *f*) deduşi din produse ale coeficienţilor a, b şi c, conform tabelului 1.

Tabelul 1

K	Tipul de energie	Coeficientul de echivalenţă *f* Produsul factorilor a,b,c	Valoare
1	Asigurată, de vară, de bază	a1 x b1 x c1 - 1 x1x1	1
2	Asigurată, de vară, de semivârf	a1 x b1 xc2 = 1x1x1,12	1,12
3	Asigurată de vară, de vârf	a1 x b1 x c3 - 1x1x12,37	2,37
4	Asigurată de iarnă, de bază	a1 x b2 x c1 = 1 x 2 x 1	2
5	Asigurată, de iarnă, de semivârf	a1 x b2 x c2 = 1 x 2 x 1,12	2,24
6	Asigurată, de iarnă, de vârf	a1 x b2 x c3 = 1 x 1 x 2,37	4,74
7	Neasigurată, de vară, de bază	a2 x b1 x c1 = 0,7 x 1 x 1	0,70
8	Neasigurată, de vară, de semivârf	a2 x b1 x c2 =0,7 x 1 x 1,12	0,78
9	Neasigurată, de vară, de vârf	a2 x b1 x c3 = 0,7 x 1 x 2,37	1,66
10	Neasigurată, de iarnă, de bază	a2 x b2 x c1 = 0,7 x 2 x 1	1,40
11	Neasigurată, de iarnă, de semivârf	a2 x b2 x c2 = 0,7 x2 x 1,12	1,57
12	Neasigurată, de iarnă, de vârf	a2 x b2 x c3 = 0,7 x 2 x 2,37	3,32
13	De intervenţie	d = 7	7

Energia echivalentă etalon pe fiecare hidrocentrală rezultă din suma energiilor pe calităţi multiplicate cu factorul de echivalenţă corespunzător.

Odată stabilită energia echivalentă etalon, utilizând preţul mediu de valorificare al energiei pe sistem, transpus la nivelul centralelor (scăzând din tariful mediu cota parte a instalaţiilor de transport şi distribuţie),se poate calcula valoarea energiei produsă de hidrocentrala respectivă.

Concluzie

Valorile efective ale coeficienţilor utilizaţi mai sus sunt numai ilustrative, precizarea lor necesitând întocmirea unor studii de specialitate. Trebuie admis însă faptul de necontestat că hidrocentralele nu trebuie considerate numai ca producătoare de energie, ci trebuie să se ţină seama şi de calitatea acestei energii.

Referent: dr. ing. GHEORGHE LUCA - S.C. Hidroconstrucţia S.A.

(Primit la 19 iulie 1995, acceptat la 21 septembrie 1995)

Comentariu

1. Capacitatea medie de producţie a centralelor hidroelectrice amenajate menţionată în articol (16700 GWh/an) corespunde realizării integrale a schemelor tuturor hidrocentralelor puse în funcţiune. După cum se cunoaşte, la o bună parte din ultimele centrale hidroelectrice puse în funcţiune nu s-a realizat decât parţial schema de amenajare (la unele nu s-a realizat căderea proiectată, de exemplu unele trepte de pe Olt, la altele nu s-a realizat debitul captat, de exemplu captări şi aducţiuni secundare la cele din zona montană).

Dacă se ţine seama de situaţia la zi, această capacitate medie este, la nivelul anului 1994, 15 910 GWh/an.

Subliniem faptul că această capacitate corespunde anului hidrologic mediu.

În anul 1994, dacă se ţine seama de hidraulicitatea realizată, această capacitate se reduce la circa 14 000 GWh/an.

2. Similitudinea între centralele hidroelectrice şi centralele termoelectrice pledează pentru propunerea autorului că la strategia RENEL de dezvoltare a producţiei de energie electrică pe perioada următoare să se ţină seama de toate cheltuielile ocazionate de realizarea celor două genuri de centrale electrice, inclusiv de toate veniturile realizate în cadrul economiei naţionale în ansamblu.

3. Propunerile cuprinse în articolul privind evaluarea valorii energiei produse de către hidrocentrale în funcţie de calitatea acesteia, constituie fundamentarea celor cuprinse în adaptarea Notei Albastre la realităţile româneşti, elaborată în anii trecuţi de către ing. Dan Andrei. Mai lipseşte doar evaluarea funcţiei în sistem a acestor hidrocentrale, pentru asigurarea parametrilor de frecvenţă - putere la nivelul sistemului energetic naţional.

4. Ţinând seama de faptul că majoritatea amenajărilor hidroenergetice au caracter mai mult sau mai puţin complex este imperios necesar ca la nivel naţional să se reglementeze de urgenţă plata către agenţii economici care exploatează aceste amenajări, a tuturor serviciilor făcute pentru diverse ramuri ale economiei naţionale, în principal în domeniul gospodăririi apelor.

dr. ing. Gheorghe Luca - S.C. Hidroconstrucţia S.A.

Puncte de vedere

FOLOSIREA FONDULUI SPECIAL DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI ENERGETIC NAŢIONAL ÎN INTERESUL CONSUMATORULUI

Taxa de dezvoltare, din care se constituie Fondul Special de Dezvoltare al S.E.N., este contribuţia tuturor consumatorilor de energie electrică şi termică (cu excepţia consumatorilor casnici) la activitatea de dezvoltare.

Conform prevederilor Ordonanţei nr. 29 din anul 1994, devenită ulterior lege, dintr-o mie de lei, valoarea energiei electrice livrată de RENEL, consumatorul contribuie cu 120 lei la taxa de dezvoltare, iar dintr-o mie de lei, valoarea energiei termice livrată de RENEL, contribuie cu 30 lei la taxa de dezvoltare.

Deci, în actuala situaţie economică a ţării, prin această reglementare s-a găsit o soluţie pentru a se susţine financiar, pe lângă sursa provenită din amortismente, dezvoltarea SEN.

Se pune întrebarea care poate fi interesul consumatorului în această problemă ? El ştie că în momentul de faţă există putere în sistem, că în curând se va pune în funcţiune prima unitate de energie electrică nucleară la Cernavodă; perspectiva după anul 2000 pe el îl interesează mai puţin, aceasta fiind treaba Guvernului, pentru programul nuclear, şi a RENEL-ului, pentru partea clasică. Consumatorul ştie că dacă nu-şi achită datoriile către RENEL, poate fi întrerupt. El este interesat ca tariful acestor două servicii, care creşte mereu din diverse motive, să fie cât mai mic.

În momentul de faţă, tarifele pentru energia electrică şi termică sunt aprobate periodic de către Ministerele Industriilor şi Finanţelor. Acestea au în vedere, în primul rând, costurile efective, a căror valoare reflectă structura producţiei de energie electrică şi termică.

În domeniul energiei electrice structura producţiei reflectă ponderea energiei produse în termocentralele cu funcţionare pe cărbune şi pe hidrocarburi şi în hidrocentrale. După cum se cunoaşte, datorită proceselor tehnologice şi a combustibililor folosiţi, costurile diferă mult între ele. Costul total al unui megawatt produs în hidrocentrală, ajuns la consumator, este mult mai mic decât cel al unui megawatt produs în termocentrală. În anul 1994, costul unui megawatt

produs în termocentralele RENEL cu funcţionare pe hidrocarburi a fost de 59302 lei, iar cel al unui megawatt produs în termocentralele cu funcţionare pe cărbune de 80849 lei, faţă de costul mediu de 57662 lei, care a fost avut în vedere la stabilirea tarifului.

În anul 1994, RENEL a livrat consumatorilor 42022 milioane kWh, din care din hidrocentrale 11319 milioane kWh (26,90 %), din termocentralele cu funcţionare pe hidrocarburi 13188 milioane kWh (31,4 %), iar din termocentralele cu funcţionare pe cărbune 17514 milioane kWh (41,7 %).Tariful care s-a fixat pentru kilowatt-oră a reflectat această situaţie.

Din cele prezentate se pot trage câteva concluzii:

1. Tariful reflectă costul mediu ponderat, care se stabileşte în funcţie de costul mediu al celor trei moduri de producere a energiei electrice, inclusiv cheltuielile cu transportul şi distribuţia, taxa de dezvoltare, şi de ponderea pe care o ocupă fiecare din acestea.

De exemplu: 19867 lei/MWh x 0,269 + 59302 lei/MWh x 0,314 + 80849 lei/MWh x 0,417 = 57678 lei/MWh - cost mediu pentru anul 1994.

2. Mărimea tarifului depinde de ponderea pe care o ocupă cele trei moduri de producere a energiei electrice. Cu cât ponderea energiei hidro este mai mare cu atât costul mediu va fi mai mic.

3. Deoarece interesul consumatorului în momentul de faţă este ca tariful să fie cât mai mic, din taxa de dezvoltare pe care el o suportă cea mai mare parte ar trebui alocată terminării lucrărilor la hidrocentralele începute şi pentru începerea altora noi.

În anul 1995, în bugetul de venituri şi cheltuieli al RENEL se prevede suma de 375 miliarde lei pentru fondul special de dezvoltare a SEN, din care 208 miliarde lei sunt rezervate pentru terminarea hidrocentralelor aflate în execuţie.

În ultimii ani, datorită fondurilor mici alocate pentru hidroenergetică, ritmurile de execuţie au fost slabe. La 1.01.1990 erau în execuţie 67 centrale hidroelectrice, care însumau o putere instalată de circa 1300 MW şi o capacitate medie de producţie de circa 3500 mil.kWh/an. Până la finele anului 1994 s-au pus în funcţiune 327 MW, cu o capacitate de producţie de 631 mil. kWh/an. La lipsa fondurilor trebuie adăugat şi faptul că unele şantiere n-au putut fi oprite, pentru a nu se crea probleme sociale.

Tariful stabilit în momentul de faţă pentru energia electrică este de 80500 lei/MWh, la o valoare a dolarului de 1900 lei.

Pe primele şapte luni ale anului 1995 s-au produs în centralele RENEL 33023 mil. kWh, din care 13999 mil.kWh pe cărbune, 9403 mil. kWh pe hidrocarburi şi 9702 mil. kWh în hidrocentrale.

Elementele arătate mai sus trebuie avute în vedere la alocarea în continuare a unor sume cât mai mari din fondul special pentru hidroenergetică. În paralel cu aceasta trebuie atraşi investitorii străini pentru finalizarea unor hidrocentrale care pot prezenta interes pentru aceştia.

Tema pusă în discuţie aşteaptă replici din partea cititorilor acestei reviste, ea fiind legată de interesul consumatorilor în promovarea în continuare a dezvoltării hidroenergeticii în ţara noastră.

Notă. Cifrele din lucrare au fost extrase din analizele economice făcute împreună cu RENEL la stabilirea tarifelor pentru energia electrică.

Gheorghe Cocoş

Consilier la Direcţia Generală Strategia Industriei Energetice, Petrol şi Gaze, Ministerul Industriilor

PRECIZĂRI PRIVIND CRITERIILE DE EVALUARE A RENTABILITĂŢII PROIECTELOR ENERGETICE
- STATEMENTS ON THE POWER PROJECTS' PROFITABILITY CRITERIA -

Sectorul energetic românesc se află în prezent într-un proces de restructurare şi modernizare, un element central al acesteia constituindu-l realizarea şi finalizarea de noi investiţii, precum şi reabilitarea unor instalaţii existente.

Promovarea unor astfel de proiecte - care necesită fonduri importante, imobilizate pe termen lung - reclamă fundamentări prealabile solide, cu evaluarea obligatorie a rentabilităţii obiectivelor respective.

De altfel, în practica actuală alegerea soluţiei optime reprezintă rezultatul găsirii unui compromis între trei aspecte esenţiale, şi anume:

- tehnic (randamente, condiţii de exploatare, disponibilitate);
- economic (capitaluri investite, costuri de producţie etc.);
- ecologic (încadrarea emisiilor poluante în limitele admise).

La baza evaluării proiectelor de investiţii se află o serie de criterii (indicatori), aplicarea acestora trebuind să fie făcută cu discernământ, de la caz la caz.

În cele ce urmează, va fi făcută o prezentare a principalelor criterii care stau la baza luării deciziilor privind proiectele energetice, cu aprecieri şi precizări asupra modului şi cazurilor în care trebuie să fie analizate aceste criterii.

Ca şi în cazul marii majorităţi a metodelor utilizate în prezent, vor fi luate în considerare ipotezele pieţei "perfecte" a capitalului (valoare unică a dobânzilor, indiferent de sursa de creditare), cât şi a absenţei riscurilor.

La baza determinării indicatorilor economici stau două noţiuni fundamentale, care vor fi descrise pe scurt.

a) *Actualizarea* cheltuielilor sau veniturilor care reprezintă aducerea valorilor viitoare la un moment de referinţă ales. Dacă rata actualizării *a* este considerată ca fiind constantă în timp, coeficientul de actualizare pentru fiecare an al perioadei de viaţă a investiţiei - *n* ani - va fi :

$$K = \sum_{i=1}^{n} \frac{1}{(1+a)^i}.$$

Practica a arătat că în condiţiile ţării noastre, valorile ratei actualizării în domeniul energetic pot fi luate uzual între 10 - 15 %.

b) Punerea în evidenţă pe parcursul perioadei de analiză a *fluxului de numerar* (FN), care reprezintă diferenţa dintre veniturile obţinute din realizarea proiectului (V) şi cheltuielile aferente (C). Aşadar, pentru anul curent *i* :

$$FN = V_i - C_i .$$

Criterii empirice

Perioada de recuperare (T_R), reprezintă durata necesară de la punerea în funcţiune a investiţiei sau de la începutul realizării acesteia, pentru ca veniturile realizate să compenseze capitalul investit iniţial.

Acest indicator este exprimat aşadar prin raportul dintre capitalul investit şi venitul mediu anual net (sub forma actualizată sau nu), criteriul de aplicare fiind de a fi acceptat proiectul dacă valoarea T_R este mai mică decât o perioadă predeterminată.

Indicatorul nu ia în considerare fluctuaţiile fluxului de numerar şi beneficiile şi nici nu arată ce se va întâmpla la expirarea perioadei prestabilite. În consecinţă, T_R poate fi utilizat numai pentru maximizarea beneficiului rezultat din proiectele tip.

Rata de recuperare a investiţiei (R_i), adică raportul dintre beneficiul anual mediu şi costul investiţiei, este un pseudocriteriu de măsurare a rentabilităţii, deoarece acesta nu se bazează pe fondul real investit în proiect. De asemenea, indicatorul R_i nu ţine seama de variaţia în timp a fluxului de numerar şi nu presupune reinvestirea acestuia din urmă.

Din punctul de vedere al ratei de recuperare, sunt de acceptat:

- în cazul unui singur proiect - orice R_i mai mare decât rata dorită a rentabilităţii;
- în cazul mai multor proiecte - cel mai mare R_i.

Criterii ştiinţifice

Valoarea netă actualizată ! Venitul net actualizat (VNA), este criteriul de bază luat în calculele economice şi reprezintă suma valorilor actualizate ale fluxului de numerar aferente proiectului de investiţie. Determinarea indicatorului poate fi făcută cu relaţia simplificată:

$$VNA = -I + \sum_{i=1}^{n} \frac{FN_i}{(1+a)^i},$$

în care I este investiţia (capitalul investit iniţial), iar FN_i este fluxul de numerar în anul *i*.

Criteriul reprezintă o măsură a creşterii veniturilor agentului economic prin realizarea unui proiect.

Criterii de utilizare:

- pentru proiect unic, independent - realizarea sa dacă valoarea VNA este pozitivă;
- pentru mai multe proiecte incompatibile - realizarea proiectului cu cea mai mare VNA.

Indicatorul este aplicat cu precădere în cazul comparării investiţiilor mijlocii şi mari sau cu durate de viaţă asemănătoare. În orice caz, un proiect nu poate fi selecţionat numai pe baza VNA.

Rata internă de rentabilitate (RIR), este definită ca fiind valoarea ratei de actualizare pentru care venitul net actualizat devine nul. Acest criteriu rezultă deci din satisfacerea condiţiei:

$$I = \sum_{i=1}^{n} \frac{FN_i}{(1+RIR)^i},$$

în care: RIR reprezintă rata maximă cu care poate fi remunerat capitalul investit, pentru ca investiţia să nu devină nerentabilă.

Criterii de utilizare:

- pentru proiect unic, independent - realizarea sa dacă RIR > *a* (rata de actualizare acceptată de către agentul economic);

- pentru mai multe proiecte incompatibile - alegerea proiectului cu cea mai mare RIR (aceasta nu înseamnă în mod necesar că proiectul respectiv este şi cel mai rentabil !).

Se consideră cazul comparării a două proiecte 1 şi 2, iar *a* este rata de actualizare fixată, pentru care $RIR_1 > RIR_2$, dar $VNA_2(a) > VNA_1(a)$. În această situaţie, alegerea proiectului 1 înseamnă în principiu optarea pentru soluţia cu un volum mai mic de investiţii. O clarificare în sensul alegerii celei mai rentabile variante poate fi obţinută prin introducerea criteriului *ratei de rentabilitate relative* (RIR 2/1), adică a ratei de actualizare care anulează diferenţa de venit net actualizat dată de suplimentul de investiţie datorat trecerii de la un proiect la altul. Decizia de promovare a proiectului 2 poate fi luată dacă RIR 2/1 >*a*.

Criteriul ratei interne de rentabilitate îşi găseşte cea mai adecvată aplicare la evaluarea proiectelor mai mici sau cu perioade de realizare scurte. Indicatorul prezintă inconvenientul că nu permite măsurarea impactului unei întârzieri în lansarea investiţiei.

Cheltuielile actualizate pot fi exprimate fie sub forma *cheltuielilor totale actualizare,* fie sub forma *costului unitar actualizat* (CUA); această din urmă variantă este cea mai potrivită pentru domeniul producerii energiei, criteriul fiind exprimat prin relaţia:

$$CUA = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{C_i}{(1+a)^i}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{E_i(Q_i)}{(1+a)^i}},$$

C_i reprezintă cheltuielile totale în anul curent, iar E_j,

Q_i - producţia de energie electrică, respectiv termică, în funcţie de destinaţia investiţiei.

Acest indicator reprezintă un cost de revenire unitar constant al produsului şi deci preţul cu care trebuie să fie vândută energia produsă pentru a se acoperi cheltuielile totale aferente.

Criterii de utilizare:

- pentru proiect unic, independent - realizarea sa dacă CUA este inferior preţului de vânzare al unităţii de energie produsă;

- pentru mai multe proiecte - alegerea proiectului având cea mai mică valoare a CUA.

Raportul beneficiu - cost (B/C), utilizat frecvent în literatura de specialitate şi practica ţărilor anglo-saxone, este dat de raportul dintre valoarea actualizată a tuturor beneficiilor şi capitalul investit iniţial:

$$B/C = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{FN_i}{(1+a)^i}}{I}.$$

Acest indicator permite compararea proiectelor de talii diferite, fiind acceptat acela care prezintă B/C maxim. Promovarea proiectului unic se va face numai dacă B/C >1.

Exemplu de calcul

Instalarea unui cazan de apă fierbinte, pentru care: I=6,5 M$; n - 20 ani; a = 10 %; V = 3,9 M$/an; C= 3,1 M$/an (inclusiv impozite).

Într-o primă aproximaţie, este proiectul rentabil?

Se construieşte scadentarul de flux de numerar:

Anul	0	1	2	.....	20
I (M$)	-6,2				
V (M$)		3,9	3,9	.....	3,9
C (M$)		3,1	3,1	.....	3,1
FN (M$)	-6,2	0,8	0,8	.....	0,8

1) $T_R = \frac{6,2}{0,8} = 7,75$ ani; $T_R < n$;

2) $VNA = -6,2 + 0,8 \sum_{1}^{20} \frac{1}{(1+0,1)^i} = 0,6$ M$; VNA > 0;

3) $VNA = 0; 6,2 + 0,8 \sum_{1}^{20} \frac{1}{(1+RIR)^i}; RIR = 11,5\ \% > a.$

Rezultă că proiectul este rentabil.

Lista noţiunilor utilizate

n - durata de calcul a investiţiei (*Lifetime*), ani;

i - anul curent (*Year i*);

K - coeficientul de actualizare (*Discount/Annuity factor*);

V - veniturile totale anuale (*Annual cash input*), $;

C - cheltuielile totale anuale (*Annual cash output*), $;

T_R - perioada de recuperare (*Payback period*), ani;

R_i - rata de recuperare (*Return on investment*), %;

VNA - venitul net actualizat (*Net present value*), $;

I - capitalul aferent investiţiei (*Initial capital*), $;

RIR - rata internă de rentabilitate (*Internal rate of return*), %;

RIR 2/1 - rata de rentabilitate relativă a proiectului 2 faţă de proiectul 1 (*Incremental rate of return 2/1*), %;

CUA - coastul unitar actualizat (*Lifetime cost*), $/MWh, $/Gcal;

E - producţia anuală de energie electrică (*Annual electricity production*), MWh;

Q - producţia anuală de energie termică (*Annual heat production*), Gcal;

B/C - raportul beneficiu - cost (*Benefit - cost ratio*).

Dr. ing. Dan Pillat - RENEL

CONTENTS

Interview with the President of the Romanian Electrucity Authority - RENEL, Dr. Victor Romert, taken by the Chairman of the Editorial Board of the Energetica review, Dr. Eugeniu Pavel 3 - 6

Special issue "Romanian hydropower branch - present and future"

DUMITRU CEZAR IONESCU : Editorial 7 - 8
PAUL GHEORGHIESCU: Strategy draft on the hydropower branch development between 1995 and 2005 9 - 16
DUMITRU SPIRIDON: Requirement for building a HPP of power with pumping storage in Romania 17 - 25
IOAN ŞOICULESCU, MARIA DUMITRESCU: Technical solutions for increasing electricity generation from on-line HPPs 26 - 33
GHEORGHE LUCA: Considerations on calculation of the HPPs' economic efficiency in Romania 34 - 38
VALERIU BOGAN, IRINA BOGAN: Present state of the Romanian hydropower potential capitalization and presentation of several aspects that still justify the management of the hydropower resources of Romania 39 - 43

FROM THE WORLD ENERGY 16, 33
FROM THE HISTORY OF POWER
PAUL CARTIANU: An old time book 38
POINTS OF VIEW
GHEORGHE COCOŞ: Using the Special NPS development Base in the favour of the end-user 43 - 44
INFORMATION
DAN PILLAT: Specifications on assesing the criteria for stating the projects' efficency 45 - 46

SOMMAIRE

Interview de dr. Voctor Romert, le Président de la Régie Autonome de l'Electricité, pris par le President du College de Rédaction de la revue Energetica 3 - 6

Numéro spécial "Problemes actuels et de perspective de l'énergétique hydraulique roumanie"

DUMITRU CEZAR IONESCU : Editorial 7 - 8
PAUL GHEORGHIESCU: Esquisse d'une stratégi du développment du secteur de l'énergie hydraulique pour la période 1995 - 2000 9 - 16
DUMITRU SPIRIDON: La nécessité de construire une centrale hydraulique avec accumulation par pompage de grande puissance en Roumanie 17 - 25
IOAN ŞOICULESCU, MARIA DUMITRESCU: Solution techniques visant la hausse de la production d'électricité a partir des centrales hydrauliques en service 26 - 33
GHEORGHE LUCA : Considérations sur le calcul de l'effecience économique des centrales hydrauliques roumaines 34 - 38
VALERIU BOGAN, IRINA BOGAN: Le degré actuel de valorisation du potentiel hydro-énergétique de la Romanie et les aspects qui justifient la continuation de l'aménagement hydro-énergétique de la Roumanie 39 - 43

L'ENERGIE DANS LE MONDE 16, 33
HISTOIRE DE L'ELECTRICITE
PAUL CARTIANU: Un livre d'antan 38
POINTS DE VUE
GHEORGHE COCOŞ: L'utilisation du Fond Spécial de développement du systeme d'énergie roumain dans l'intéret du consommateur 43 - 44
INFORMATIONS
DAN PILLAT: Précisions concernant les criteres d'évaluation de la rentabilité des projets électriques 45 - 46

INHALT

Interview des Vorsitzenden des Redaktionskollegiums der Zeitschrift "Energetica" mit dem Praesidenten der RENEL, Herrn Dr. - Ing. Victor Romert 3 - 6

Gespraech am runden Tisch "Aktuelles und Perspektive in der rumaenischen Wasserkraftwirtschaft"

DUMITRU CEZAR IONESCU: Vom herausgeber 7 - 8

PAUL GHEORGHIESCU: Abriβ einer Entwicklungs - Strategie der Wasserkrafwirtschaft im Zeitraum 1995 - 2005 9 - 16

DUMITRU SPIRIDON: Die Notwendigkeit der Errichtung eines Großleistungs-Pumpspeicher-Wasserkraftwerks in Rumaenien 17 - 25

IOAN ŞOICULESCU, MARIA DUMITRESCU: Technische Loesungen zur Erhoehung der Elektroenergieproduktion der im Betrieb befindlichen Wasserkraftwerke 26 - 33

GHEORGHE LUCA : Betrachtungen zur Bestimmung der wirtschaftlichen Effizienz der rumaenischen Wasserkraftwerke 34 - 38

VALERIU BOGAN, IRINA BOGAN : Aktueller Verwertungsgrad des rumaenischen Wasserkraftpotentials unter Hervorhebung der Aspekte, die einen weiteren Ausbau der Wasserkraftressourcen begruenden 39 - 43

AUS DER WELTENERGIEWIRTSCHAFT 16, 33

GESCHICHTE DER ENERGIEWIRTSCHAFT

PAUL CARTIANU: Ein Buch aus den alten Zeiten 38

GESICHTSPUNKTE

GHEORGHE COCOŞ : Verwendung des Spezialentwicklungsfonds des Nationalen Verbundsystems in Interesse des Verbrauchers 43 - 44

INFORMATION

DAN PILLAT : Praezisierungen zu den Kriterien der Einschaetzung der Rentabilitaet energiewirtschaftlicher Projekte 45 - 46

СОДЕРЖАНИЕ

Интервью данное Председателю Редакционной Колегии "Энергетика", доктором инженерских наук Виктор Ромерт, председатель Румынского Национального Автономного Управления Электричеством (РЕНЕЛ) 3 - 6

Специальный номер "Актуальные и перспективные проблемы румынской гидроэнергетики"

ДУМИТРУ ЧЕЗАР ИОНЕСКУ: Редакционная статья 7 - 8

ПАУЛ ГЕОРГИЕСКУ : Набрасывание стратегии развития гидроэнергетической области на период 1995 - 2005 гг 9 - 16

ДУМИТРУ СПИРИДОН : Необходимость сооружения гидроэлектростанций большой мощности с накоплением воды через подкачку в Румынии 17 - 25

ИОАН ПОИКУЛЕСКУ, МАРИЯ ДУМИТРЕСКУ : Технические решения для роста производства электрической энергии в работающих гидроэлектростициях 26 - 33

ГЕОРГЕ ЛУКА: Соображения о расчёте производительности румынских гидроэлектростанций 34 - 38

ВАЛЕРЮ БОГАН, ИРИНА БОГАН: Настоящий уровень эксплуатации гидроэнергетического потенциала Румынии, подчеркивая некоторые аспекты, оправдывающие дальнейшее развитие гидроэнергетических ресурсов страны 39 - 43

ИЗ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ 16, 33

ИЗ ИСТОРИИ ЭНЕРГЕТИКИ

ПАУЛ КАРТИАНУ: Книга с давных времен 38

ТОЧКИ ЗРЕНИЯ

ГЕОРГЕ КОКОШ: Использование Специального Фонда для развития Национальной Энергетической Системы в пользу потребителея 43 - 44

ИНФОРМАЦИИ

ДАН ПИЛЛАТ: Уточнения критериев оценки прибыльности энергетических проектов 45 - 46

MŰSZAKI INFORMÁCIÓS KÖNYVTÁR 1983 OMSZÁGOS KÖZPONT

SUSTINETI REVISTA ENERGETICA

Abonamentele la revista noastră reprezintă manifestarea interesului şi dorinţei de a avea o oglindă a nivelului tehnic şi ştiinţific al energeticii româneşti, precum şi intenţia de a susţine material revista care poate satisface realizarea acestor deziderate.

Cei care doresc să facă abonamente personale sînt rugaţi să depună contravaloarea acestora conform opţiunii personale, după care să completeze formularul albastru şi să-l trimită fie direct, fie prin poştă, la redacţia revistei ENERGETICA.

Pentru abonamentele personale tarifele practicate pentru anul 1996 sînt următoarele :

Lei

Categoria abonaţilor	Abonamente	
	la ambele serii	la seria A sau seria B
salariat, liber profesionist	20.000	11.000
pensionar	11.000	6.000

Intreprinderile şi instituţiile sînt rugate ca după achitarea costului abonamentelor dorite să completeze formularul galben pe care să-l trimită la redacţia revistei ENERGETICA.

Intreprinderile şi instituţiile au la dispoziţie numai abonamente complete (la ambele serii) contravaloarea fiind de 72.000 lei anual pentru anul 1996.

Abonaţii pe anul 1996 vor primi în plus cîte :

- un manual de buzunar conţinînd date şi informaţii de specialitate pentru energeticieni
- un calendar pe anul 1996.

Redacţia

Obs. Tarifele de mai sus sînt valabile pentru abonamentele pe 1996 efectuate pînă la data de 1 martie 1996

Romania
RENEL
Romanian Electricity Authority

MINISTRY of INDUSTRIES

MINISTRY of RESEARCH and TECHNOLOGY

GSCI

ROMANIAN NATIONAL COMMITTEE of the WORLD ENERGY COUNCIL

Every 2 years we organize the most important event of the Romanian power engineering community with the benefit of an international participation

NATIONAL ENERGY CONFERENCE - CNE '96

September 2-5, 1996
Neptun, ROMANIA

"Improving Energy Efficiency in a Transition Economy"

CONFERENCE SECTIONS

1. Energy Policies and Strategies. Financing of energy industries.
2. Clean and Efficient Fossil Fuel Technologies. Renewables.
3. Rehabilitation/Retrofitting of Energy Facilities :
   a) electric power plants
   b) networks
4. Nuclear Energy.
5. Predictive and Preventive Maintenance Technologies for Energy Equipment.
6. Management and Process Information Systems.
7. Environment Conservation.
8. Energy Uses.

In the Program:

- Plenary session and sections
- Poster sessions
- Round tables
- Screening of technical and advertising films
- Exhibition
- Associated events :

a) ***"Balkan Energy Industries. Trends and Goals"*** Symposium
b) USA - Romania Seminar on ***"Technical and Economic Impacts of Open Transmission Systems"***
c) Meeting of the Central and East European Group of the WEC - W/E Program

Further information and documentation available from :

the CNE '96 Secretariat
c/o GSCI
8, Energeticienilor Blvd.
79619 Bucharest 3, Romania
Tel : + 401 321 44 65
Fax : + 401 321 44 65
+ 401 321 10 10

Contact persons :
Mr Corneliu Stefanescu / Mrs Justina Nicolau

With the kind support of :
Synergy Programme (DGXVII) of EC
USAID through USEA's UPP

E 2039
FF8 000000 068354

2 ENERGETICA

SERIA A

GSCI

MARTIE-APRILIE 1996

ENERGETICIENI PROTEJAȚI NATURA !

A warmer life beside us

ABB Energoreparaţii Romania Ltd.
Bucharest

ABB Power T&D Ltd.
Bucharest

ABB Rometrics Ltd.
Timişoara

ABB Romania Ltd.
16, Ion Cîmpineanu street
70100 Bucharest

ABB

INFORMÁCIÓS KÖNYVTÁR 1883 OROSZLÁNOS MÚZEUM KÖZPONT

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 44 | Nr.2, SERIA A | MARTIE - APRILIE 1996

ISSN 1220 - 5133

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuând tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:
- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparţin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parţială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacţie. Sunt autorizate numai citările destinate lucrărilor ştiinţifice şi volumelor în care acestea sunt inserate .

Revista apare alternativ în două serii :
- seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;
- seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, staţiilor electrice, ale liniilor de transport şi distribuţie a energiei electrice , sisteme electroenergetice etc.
Fiecare serie are 6 numere pe an .

CUPRINS

EUGENIU PAVEL: Editorial 51
CONSTANTIN NEAGA: Influenţa masei minerale interne asupra dinamicii arderii particulei de cocs 52-59
LIVIU DRAGOŞ, CĂTĂLIN FLUERARU, SILVIA PRESSEL, CARMEN NEAGU, ANTON ROŞU: Aplicarea tehnologiei de ardere în strat fluidizat circulant (ASFC) pentru reabilitarea centralei Comăneşti 60-65
LIANA TURCU, ANDREI ZABUNOV: Probleme legate de stabilirea rezervei de durată de viaţă pentru conductele de abur ale unui grup energetic 66-71
OVIDIU ŢUŢUIANU, EMIL DAN FULGER, ANCA VIERU, MIHAI FEHER: Premise şi soluţii privind o abordare globală a emisiilor de poluanţi gazoşi şi pe ansamblul termocentralelor RENEL 72-75
DANIELA SCRIPCARIU, MIRCEA SCRIPCARIU, GHEORGHE COMĂNESCU, PAVEL BUHUŞ: Un punct de vedere privind criterii economice pentru alegerea proiectelor de investiţii şi pentru modernizarea instalaţiilor energetice 76-79
IACOB VOIA: Micii producători de hidroelectricitate în România. Necesitate şi şansă 80-87

INFORMAŢII
DAN GHEORGHIU, RADU STOENESCU, ŞTEFAN GEORGESCU, VASILE POPOVICI: Preocupări privind utilizarea şi valorificarea cenuşii şi zgurii de termocentrale 88-91

DE INSTITUTIONS
ANTON ROŞU: V.G.B. - Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber (Asociaţia Operatorilor din Centrale Mari) 92-95

DIN ENERGETICA MONDIALĂ 59
DE PERSONIS
x x x George-Ştefan Panaitescu a împlinit 85 de ani 71

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)322 06 92 ; (401)321 69 66/251
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

COLEGIUL DE REDACŢIE

BIROUL: dr . ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte, redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Vasile RUGINĂ - secretar de redacţie; ing. Radu OPINCARU; ing. Ion CONECINI; ing. Vladimir CONSTANTINESCU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Dan GHEORGHIU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: conf. dr. ing. Florin ALEXE; ing. Ovidiu APOSTOL; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; dr. ing. Laurenţiu GOIA; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU ; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. ing. Mircea NEMEŞ; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; conf. dr. ing. Petre POSTOLACHE; dr. ing. Dan Ion PREDOIU; ing. Radu REGMAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU

Redactor : Ana Maria CHIVU

Tiparul executat la GSCI

Redacţia şi administraţia: GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)322 06 92; (401)321 69 66/251; Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Editorial

Dezvoltarea durabilă a naţiunilor din punct de vedere economic şi social a devenit un obiectiv nelipsit din strategiile politice ale tuturor guvernanţilor, ale tuturor partidelor.

Pentru a se apropia de acest ţel se observă că, din punct de vedere tactic, toate naţiunile acţionează prin:

- asimilarea cât mai rapidă a unor tehnologii noi în scopul diversificării cât mai largi a resurselor şi eficientizării întregului lanţ de procese, de la preluarea materiei naturale până la utilizarea finală a produsului;
- asigurarea unei protecţii totale a mediului ambiant (aer, apă, pământ etc.).

În acest scop, una dintre activităţile economice de cea mai mare importanţă, cu efecte de mare anvergură, este cercetarea. Toate ţările civilizate dau importanţă acţiunilor care se încadrează în ceea ce prescurtat se numeşte Cercetare-Dezvoltare (**R** and **D** - **R**esearch and **D**evelopment). În ultimul timp se adaugă la aceste iniţiale şi iniţiala cuvântului "Demonstrare" (**RD** and **D** - **R**esearch, **D**evelopment and **D**emonstration), ceea ce arată că se pune în discuţie "pragmatizarea" acestor activităţi, cu scopul accelerării introducerii în practică a rezultatelor şi lărgirii schimbului de experienţă între specialişti. Reformele sectorului energiei în diferite ţări în curs de dezvoltare au, şi trebuie să aibă, în vedere această activitate, care în condiţiile tranziţiei are o pondere deosebită. Este vorba de dezvoltarea şi depăşirea unor niveluri tehnice şi tehnologice care au avut până acum valori negative în comparaţie cu ţările avansate. În această situaţie se poate spune că se găseşte şi România.

A încerca să faci saltul tehnic necesar fără a avea în vedere ce s-a făcut în celelalte ţări şi naţiuni şi fără a apela la un schimb de informaţii, şi chiar la colaborări formale cu alte instituţii înseamnă asumarea unui risc prea mare pentru îndeplinirea obligaţiilor faţă de naţiunea noastră.

În acest context, sectoarele din economia naţională implicate în utilizarea energiei cu cât mai mare eficienţă şi cu măsuri de protecţie complexă a mediului ambiant, au o mare răspundere pentru viitorul nostru. Încurajarea cooperării internaţionale are avantajul posibilităţii de diseminare şi de obţinere a unor tehnologii de mare efect. În acest sens este cunoscut faptul că există în Europa o Agenţie Internaţională pentru Energie*, ce încurajează şi organizează cooperări în domeniu cu rezultate deosebite, care interesează specialiştii în energie din lumea întreagă.

Agenţia înglobează 23 de ţări membre şi,împreună cu Comisia Uniunii Europene, are un rol determinant în dezvoltarea eforturilor RD and D. Cooperarea internaţională este asigurată împreună cu Organizaţia pentru Cooperare Economică şi Dezvoltare**.

IEA are şi o activitate publicistică deosebită: rapoarte statistice anuale, trimestriale şi lunare, rapoarte tehnice privind resurse energetice primare, preţuri şi taxe, proceedings-uri referitoare la conferinţe şi şedinţe de lucru şi multe altele. O publicaţie importantă este "World Energy Outlook", care se editează anual.***

Instituţia are şi un număr de centre de informare tehnologică la care se poate apela. Denumirile acronime ale acestor centre: ETDE, ETSAP, GRENTIE etc. sunt de reţinut. Unul din centre se ocupă de analiza şi diseminarea tehnologiilor energetice demonstrative (CADDET - Centre for the Analysis and Disemination of Demonstrated Energy Technologies).

O listă amplă de lucrări de RD and D poate fi obţinută la cerere.

Modurile de cooperare sunt de două feluri:

- task-sharing, care consistă din adunarea şi colectarea rezultatelor lucrărilor efectuate în laboratoarele individuale ale ţărilor cărora, printr-un acord de implementare (Implementing Agreement), li se repartizează resurse şi chiar specialişti;
- participarea prin contribuţie la un fond comun pentru realizarea unei cercetări într-un singur institut dintr-o singură ţară. Multe ţări în curs de dezvoltare au beneficiat de programele IEA (ţări membre şi chiar nemembre).

Examinând lista cercetărilor actuale (în curs de realizare) observăm că acestea se referă la principalele probleme de energie-mediu,tehnologii de ardere pentru combustibili fosili, tehnologii pentru energii reînnoibile, tehnologii pentru utilizarea finală a energiei, tehnologii nucleare. Toate cercetările sunt legate strâns de mediul înconjurător şi de protecţia acestuia.

Iată căi deschise şi posibile pentru promovarea colaborării internaţionale pentru cercetări în domeniul energiei în România.

Preşedintele
Colegiului de Redacţie,

dr. ing. Eugeniu Pavel

---

* IEA = International Energy Agency

** OECED = Organisation for Economic Co-operation and Development

*** În biblioteca GSCI se găsesc documente valoroase publicate de IEA

INFLUENŢA MASEI MINERALE INTERNE ASUPRA DINAMICII ARDERII PARTICULEI DE COCS

prof. dr. ing. CONSTANTIN NEAGA *

În lucrare se analizează influenţa conţinutului de cenuşă internă asupra timpului de ardere a particulei de cocs.

Deşi modelul fizic adoptat este simplificat şi tratarea este analitică, faţă de articolele de specialitate din domeniu, lucrarea demonstrează dependenţa cantitativă (relativă) a celor două mărimi: timpul de ardere a particulei creşte cu mărirea conţinutului de masă minerală internă.

Se prezintă, de asemenea, expresii analitice pentru calculul timpului şi vitezei de ardere în cele trei regimuri de desfăşurare a reacţiilor din focar, difuziv exterior, difuziv intern (prin stratul de cenuşă) şi cinetic.

Rezultatele pot fi folosite în proiectarea şi exploatarea instalaţiilor de ardere a combustibililor solizi.

In this paper, the infuence of the internal ash content upon the combustion time of the coke particle is analysed.

Although the adopted physical model is simplified and the treatement is analytical, with respect to the speciality papers from this field, this work is demonstrating the quantitative (relative) dependency of the both variables: the combustion time of the coke particle increases by the internal mineral mass content increment.

There are also related analytical expressions for the calculation of time and velocity combustion in all three display stages of reactions in the furnace, external diffusion, internal diffusion (through the ash layer) and kinetical.

The results can be used in designing and operating of coal burning plants.

Descriptori: dimanica arderii, cocs, compoziţie minerală

Introducere

Masa minerală conţinută de cărbune determină intensitatea procesului de ardere a acestuia, atât prin cantitatea, cât şi prin calitatea ei; cantitativ, masa minerală - componentă inertă a cărbunelui - se manifestă prin mărimea debitelor calorice "sustrase", în timpul desfăşurării proceselor de pregătire şi ardere a particulei de cărbune; calitativ, prin compoziţia ei chimică, masa minerală influenţează dinamica procesului în ansamblu, întrucât unele componente ale ei se topesc, se volatilizează, se descompun termic, se oxidează cu absorbţie, sau cedare de căldură etc.

În urma procesului de ardere din masa minerală rezultă cenuşa. Din cele arătăte, cenuşa nu este identică nici cantitativ, nici calitativ cu masa minerală. În cursul desfăşurării arderii masa minerală scade, iar cantitatea de cenuşă creşte.

Masa minerală a cărbunelui este internă (provine din masa minerală a materialului genetic al cărbunelui) şi externă, din care cea mai mare parte o constituie sterilul antrenat de utilaje în timpul extracţiei cărbunelui. În masa cărbunelui cele două componente se prezintă diferit. Astfel, masa minerală internă se consideră uniform distribuită în masa particulei, iar în urma arderii neturbionate a acesteia cenuşa rezultată se găseşte sub formă de strat pe suprafaţa particulei. Masa minerală externă constă din particule separate amestecate cu particulele de praf de cărbune. În focar se introduc simultan particule de praf (fără masă minerală externă) şi particule de masă minerală externă. Coeficienţii de măcinabilitate diferiţi ai celor două componente fiind daţi, clasele granulometrice fine ale prafului au

* Catedra Echipament termomecanic clasic şi nuclear, Universitatea "Politehnica", Bucureşti.

un conţinut mai mare de masă minerală, externă, faţă de clasele granulometrice mai grosiere.

Împărţirea masei minerale în internă şi externă este necesară, deoarece analiza arderii particulei de cărbune în funcţie de conţinutul de masă minerală se face diferit.

1. Analiza proceselor de aprindere şi ardere ale particulei introduse într-un volum infinit de oxidant

Se admite o particulă sferică de cărbune care, pentru simplificarea calculelor, constă numai din carbon şi masă minerală. Deoarece nu se analizează şi procesele fizice şi chimice prin care trece masa minerală în timpul încălzirii şi arderii particulei, se poate vorbi, de la început, de conţinutul de cenuşă al particulei. Particula de cărbune se introduce într-un focar în care volumul de oxidant (aerul) este cu mult peste cel strict necesar arderii carbonului din particula dată.

1.1. Calculul analitic al aprinderii particulei de cărbune

Aprinderea particulei în volumul infinit de oxidant rezultă din analiza ecuaţiei de bilanţ termic: variaţia în timp a conţinutului de căldură a particulei se datoreşte schimburilor calorice între aceasta şi corpurile înconjurătoare [1]:

$$\frac{d}{d\tau}\left(\frac{\pi\delta_o^3}{6}\rho_c c_c T\right) = \pi\delta_o^2\sigma_o\varepsilon\varphi\left(T_p^4 - T^4\right) - \pi\delta_o^2\alpha_a(T - T_a), \quad W, \quad (1)$$

unde:

T, T_p, T_a sunt, respectiv, temperatura curentă a particulei, a peretelui (ecranului) radiant, a aerului, [K];

δ_o - diametrul iniţial al particulei, [m];

ρ_c - densitatea cărbunelui (cocsului), [kg/m^3];

c_c - căldura specifică a cărbunelui, [J/(kg.K)];

σ_o - constanta Boltzmann;

$\sigma_o = 5{,}67.10^{-8}$ W/(m^2.K^4);

ε - coeficientul energetic de emisie (factor de negreală) a sistemului corpuri radiante-particulă;

φ - coeficientul unghiular de radiaţie a particulei;

α_a - coeficientul de convecţie termică de la particulă la aer [W/(m^2.K)].

În relaţia (1) s-a considerat că particulele de cărbune sunt suficient de mici, astfel că în timpul încălzirii în masa lor nu apare gradient de temperatură; aceasta este echivalent cu a admite criteriul Biot subunitar, adică $\alpha_a \delta_o/(2\lambda) < 1$, unde λ este conductivitatea termică a cărbunelui , [W/(m.K)]. Valorile practice pentru α_a şi λ conduc la dimensiuni ale diametrelor particulelor de praf rezultate din expresia criteriului Biot identice cu cele reale, obţinute în urma pregătirii prafului de cărbune, ceea ce demonstrează că este satisfăcută condiţia impusă [9].

În modelul fizic admis particula se încălzeşte datorită schimbului radiant de căldură şi cedează căldură fazei gazoase înconjurătoare. Legea de variaţie a temperaturii aerului înconjurător rezultă din rezolvarea laplacianului în coordonate sferice (singura variabilă este raza curentă r cuprinsă între $\delta_o/2$ şi ∞):

$$\frac{d^2T(r)}{dr^2} + \frac{2}{r}\frac{dT(r)}{dr} = 0, \quad (2)$$

a cărei soluţie este:

$$T(r) = \frac{\delta_o}{2r}(T - T_a) + T_a, \quad (3)$$

unde: T_a este temperatura aerului pentru $r \to \infty$.

Pe suprafaţa particulei se poate scrie egalitatea între debitele calorice transmise prin convecţie şi conducţie:

$$\pi\delta_o^2\alpha_a(T - T_a) = -\pi\delta_o^2\lambda_a\frac{dT(r)}{dr}\bigg|_{r=\delta_o/2}, \quad (4)$$

unde: λ_a este conductivitatea termică a aerului [W/(m.K)].

Din (4) rezultă:

$$\alpha_a = 2\lambda_a/\delta_o, \quad (5)$$

sau acelaşi rezultat admiţând Nusselt termic egal cu 2; $\alpha_a \delta_o/\lambda_a = 2$.

Dacă temperatura fazei gazoase (aerul) T_a este mai mare decât a particulei, atunci termenul al doilea din membrul drept al ecuaţiei (1) este pozitiv şi timpul de aprindere a particulei se micşorează.

Cu observaţiile precedente şi admitând că termenul T^4 este neglijabil faţă de T_p^4 (în perioada de aprindere această ipoteză nu denaturează fenomenul) ecuaţia (1) devine:

$$\frac{dT}{d\tau} + \frac{12\lambda_a}{\rho_c c_c \delta_o^2}(T - T_a) - \frac{6\sigma_o\varepsilon\varphi}{\rho_c c_c \delta_o}T_p^4 = 0, \quad (6)$$

a cărei soluţie este:

$$T = T_a + \frac{\sigma_0 \varepsilon \varphi \delta_0}{2\lambda_a} T_p^4 + A \exp(-\frac{12\lambda_a}{\rho_c c_c \delta_0^2} \tau), \quad (7)$$

unde A este constanta de integrare.

Dacă pentru $\tau = 0$, $T = T_a$, atunci (7) devine:

$$T = T_a + \frac{\sigma_0 \varepsilon \varphi \delta_0}{2\lambda_a} T_p^4 \left[1 - \exp(-\frac{12\lambda_a}{\sigma_c c_c \delta_0^2} \tau)\right]; \quad (8)$$

dacă pentru $\tau = 0$, $T = T_{co}$ şi $T_a = T_{ao}$, atunci:

$$A = T_{co} - T_{ao} - \frac{\sigma_0 \varepsilon \varphi \delta_0}{2\lambda_a} T_p^4. \quad (9)$$

Când $\tau \to \infty$, temperatura particulei (8) tinde asimptotic către

$$T_\infty = T_a + \frac{\sigma_0 \varepsilon \varphi \delta_0}{2\lambda_a} T_p^4. \quad (10)$$

Din expresiile (8) şi (10) se poate scrie:

$$\frac{T - T_a}{T_\infty - T_a} = 1 - \exp(\frac{12\lambda_a}{\rho_c c_c \delta_0^2} \tau). \quad (11)$$

Pentru a avea loc aprinderea trebuie ca temperatura particulei să devină egală cu temperatura de aprindere, specifică cărbunelui dat; în plus, temperatura de aprindere depinde şi de geometria şi configuraţia instalaţiei de ardere, fapt ce face ca aceasta să nu fie o constantă, pentru focare diferite.

Se poate scrie:

$$T \geq T_i, \quad (12)$$

unde T_i este temperatura de aprindere, considerată cunoscută, [K].

Se demonstrează că există particule de praf de cărbune care nu se aprind, oricât ar fi durata de staţionare a lor în spaţiul de ardere. Pentru aprindere ar trebui satisfăcută inegalitatea

$$T_\infty \geq T_i, \quad (13)$$

sau, din ecuaţia (10), diametrul particulei δ_0 să fie mai mare decât valoarea δ_{0min}, unde

$$\delta_{0\,min} = \frac{2\lambda_a (T_i - T_a)}{\sigma_0 \varepsilon \varphi T_p^4}. \quad (14)$$

Deci, particulele cu diametrul mai mic decât cel dedus din ecuaţia (14) nu se aprind şi deci nu ard, ele fiind evacuate din spaţiul de ardere, mărind astfel pierderile de căldură prin ardere incompletă mecanic cu praful antrenat. Expresia (14) evidenţiază factorii care determină valoarea limită a diametrului particulei de cărbune care se aprinde în condiţiile date. Pentru a micşora pierderile de căldură prin ardere mecanic incompletă trebuie ca T_a, T_p şi coeficientul unghiular de radiaţie φ să crească. Dacă se admit T_i = 973 K; T_a = 573 K; λ_a = 0,0448 W/(m.K); φ = 1; ε = 0,95; T_p = 1473 K, din (14) rezultă $\delta_{0\,min}$ = 141 μm, adică, pentru condiţiile date, particulele cu diametrul mai mic de 141 μm nu se aprind. De remarcat, însă, că pe măsura creşterii temperaturii particulei intensitatea dezvoltării căldurii în urma reacţiei de oxidare a carbonului creşte şi la ecuaţia (1) trebuie adăugat acest termen, ceea ce schimbă complet modul de analiză a problemei.

Condiţia (12) permite determinarea timpului de aprindere a particulei (se va admite numai semnul egal)

$$\tau_i = \frac{\rho_c c_c}{12\lambda_a} \delta_0^2 \ln \frac{\delta_0}{\delta_0 - \delta_{0\,min}}, \quad (15)$$

unde $\delta_{0\,min}$ are expresia (14).

Din (15) se constată că $\tau_i \to \infty$, când $\delta_0 \to \infty$ şi când $\delta_0 \leq \delta_{0\,min}$. De asemenea, expresia (15) arată că există o valoare a diametrului particulei de cărbune $(\delta_0)_{min} > \delta_{0min}$ pentru care timpul de aprindere este minim; aceasta se obţine din anularea derivatei timpului de aprindere în raport cu diametrul iniţial al particulei $d\tau_i/d\delta_0 = 0$, adică:

$$(\delta_0 - \delta_{0\,min}) \ln \frac{\delta_0}{\delta_0 - \delta_{0\,min}} = 0{,}5\, \delta_{0\,min}, \quad (16)$$

care rezolvată grafic, pentru exemplul admis anterior duce la $(\delta_0)_{min}$ = 198 μm.

1.2. Analiza aprinderii particulei de cărbune cu ajutorul calculatorului

Analiza completă a aprinderii particulei de cocs impune însă introducerea în ecuaţia (1) a termenului care exprimă dezvoltarea căldurii datorită reacţiei de oxidare a carbonului,

$$\pi \delta_0^2 \frac{\bar{k}}{M_{O_2}} \frac{T_0}{T_a} C_\infty Q_i^j, \text{ [W]}, \quad (17)$$

unde constanta globală de reacţie se calculează cu relaţia:

$$\frac{1}{\bar{k}} = \frac{1}{\beta} + \frac{1}{k}, \text{ [s/m]}. \quad (18)$$

Întrucât se analizează numai aprinderea particulei, diametrul acesteia se admite constant şi egal cu diametrul iniţial δ_0; Q_i^j este puterea calorifică inferioară a cocsului, în J/kg.

Cu aceasta, variaţia temperaturii particulei în timp devine:

$$\frac{dT}{d\tau} = \frac{6\sigma_0 \varepsilon \varphi}{\rho_c \delta_0} \frac{T_p^4 - T^4}{a + 2bT} - \frac{12\lambda_a}{\rho_c \delta_0^2} \frac{T - T_a}{a + 2bT} + \frac{6}{\rho_c \delta_0} \frac{\bar{k}}{M_{O_2}} \frac{T_0}{T_a} \frac{C_\infty}{a + bT} Q_i^j, \quad (19)$$

unde căldura specifică a cocsului s-a admis că variază liniar cu temperatura particulei $c_c = a + bT$, [J/(kg.K)] [2].

Rezolvarea ecuaţiei (19) se face numeric prin metoda Runge-Kutta admiţând diametrul iniţial al particulei parametru variabil (fig.1).

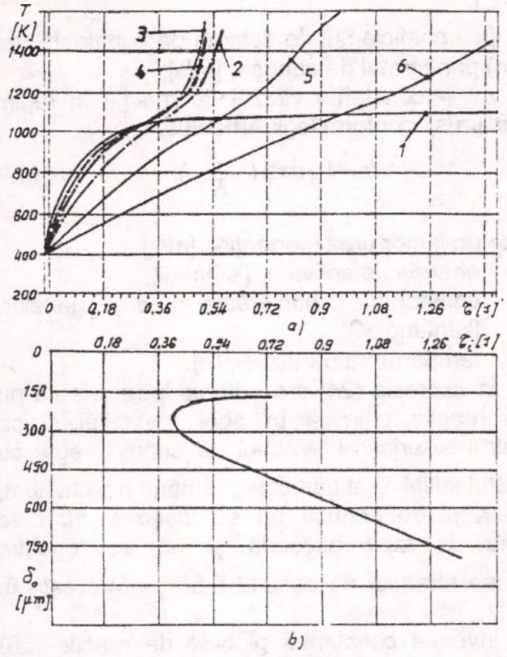


Fig.1. Dinamica aprinderii particulei de cocs:
a - variaţia în timp a temperaturii particulei: 1 - δ_o = 155 μm; 2 - δ_o = 200 μm; 3 - δ_o = 255 μm; 4 - δ_o = 300 μm; 5 - δ_o = 500 μm; 6 - δ_o = 800 μm; b - dependenţa timpului de aprindere de diametrul iniţial al particulei .

În figura 1 *a* se arată dinamica $T = T(\tau)$. La început temperatura particulei creşte rapid, după care viteza de încălzire scade, ca apoi în momentul aprinderii saltul să fie brusc. Coordonatele acestui punct exprimă timpul de aprindere τ_i şi temperatura de aprindere T_i . (În această analiză temperatura de aprindere se deduce de la caz la caz din grafic.)

Ca şi în calculul analitic şi din acesată analiză se constată că particulele cu diametrul iniţial $\delta_o < \delta_{omin}$=155 μm (curba 1, fig.1 a) nu se aprind. Din considerente practice se admite că o particulă de cocs "nu se aprinde", şi deci nu arde în focarul dat, dacă timpul de aprindere rezultat din grafic (o mică fracţiune a timpului de ardere) împreună cu timpul de ardere este mai mare decât circa 3 secunde, acesta fiind timpul de rezidenţă a particulei în spaţiul de ardere. La creşterea diametrului iniţial timpul de aprindere scade (fig.1 b), dependenţă dedusă şi analitic cu toate simplificările de rigoare necesare; pentru cazul analizat , $(\delta_o)_{min} \sim 225$ μm. După depăşirea valorii minime timpul de aprindere creşte cu creşterea diametrului iniţial.

La particulele cu diametrul mare saltul de temperatură din momentul aprinderii se deduce dificil (curba 6 fig.1 a), căldura dezvoltată prin oxidare nefiind capabilă să ridice nivelul termic al particulei. De aceea, mai obiectivă este metoda determinării timpului de aprindere prin scăderea bruscă a concentraţiei de oxigen la perete în momentul aprinderii $C_p = C_p(\tau_i)$, metodă arătată în [1].

Din această analiză rezultă o concluzie practică utilă privind arderea cocsului sau a unor produse combustibile secundare cu caracteristici apropiate cocsului, cum ar fi reziduul carbonos obţinut din fabricarea electrozilor siderurgici, şi anume dimensiunile particulelor de praf să fie cuprinse între 150 şi 450 μm, pentru ca timpul de aprindere să fie redus.

1.3. Calculul analitic al arderii particulei de cărbune

Se analizează arderea particulei de cocs aflată într-un mediu oxidant infinit (concentraţia oxigenului la o distanţă mare de particulă, o distanţă "infinită" este invariabilă în timpul arderii), particulă a cărei masă minerală este uniform distribuită în volumul ei.

Procesul de ardere are următoarele momente:

- difuzia (moleculară sau convectivă) a oxigenului din mediul înconjurător spre particulă; aceasta are loc în volumul de gaze, dar şi prin stratul de cenuşă care se formează pe suprafaţa particulei;
- adsorbţia moleculelor de oxigen pe suprafaţa particulei;
- reacţia chimică între oxigen şi carbon; de reţinut şi existenţa altor reacţii;
- desorbţia produselor de reacţie şi difuzia lor prin stratul de cenuşă în volumul gazos înconjurător.

Fiecare moment semnalat anterior decurge cu o viteză proprie. Viteza de ardere în ansamblu este coordonată de acel moment care se desfăşoară cu viteza cea mai mică.

Reacţiile chimice posibile proprii arderii particulei de cocs sunt:

$$
\begin{aligned}
&C + O_2 = CO_2;\\
&C + \frac{1}{2}O_2 = CO;\\
&C + CO_2 = 2CO;\\
&C + H_2O = CO + H_2;\\
&CO + \frac{1}{2}O_2 = CO_2;\\
&H_2 + \frac{1}{2}O_2 = H_2O.
\end{aligned}
\qquad (20)
$$

Primele patru reacţii sunt eterogene, ultimele două sunt omogene (au loc în volumul fazei gazoase); reacţiile trei şi patru (eterogene) sunt puţin probabile în condiţiile termice oferite de focarul unui generator de abur.

Pentru simplificare se va avea în vedere numai prima reacţie.

În urma declanşării reacţiei de ardere în jurul particulei se creează un "gol" de oxigen. Suprafeţele de concentraţie constantă sunt sfere concentrice cu particula. Variaţia concentraţiei de oxigen, în regim stabilizat de ardere se deduce rezolvând laplacianul în coordonate sferice:

$$\frac{d^2 C(r)}{dr^2} + \frac{2}{r}\frac{dC(r)}{dr} = 0, \qquad (21)$$

a cărei soluţie este:

$$C(r) = -\frac{A}{r} + B, \qquad (22)$$

unde constantele de integrare A şi B se deduc din condiţiile la limită; când $r \to \infty$, $C = C_\infty$ = const.; $r = \delta/2$; $C = C_p$ (concentraţia pe suprafaţa particulei); δ - este diametrul curent (momentan) al particulei, [m].

Densitatea fluxului de oxigen, conform legii întâi a lui Fick este:

$$m_{O_2} = -D\,\mathrm{grad}\,C = -D\frac{dC}{dr}, \ [\mathrm{kg/(m^2.s)}], \qquad (23)$$

unde D este coeficientul de difuzie moleculară, m^2/s.

În analiza care urmează se va folosi, prin simetrie cu legea Newton a transferului de căldură, expresia:

$$m_{O_2} = \beta(C_\infty - C_c),$$

unde β este coeficientul de schimb de substanţă, în faza gazoasă, [m/s].

În regim stabilizat de ardere debitul de oxigen, în kg/s, care se deplasează din faza gazoasă spre suprafaţa de reacţie, aflată sub stratul de cenuşă este constant:

$$D_{O_2} = \pi\delta_o^2\beta(C_\infty - C_c) = \pi\delta^2\beta_c(C_c - C_p) = \pi\delta^2 k C_p, \qquad (24)$$

sau

$$D_{O_2} = \frac{C_\infty - C_c}{\frac{1}{\pi\delta_o^2\beta}} = \frac{C_c - C_p}{\frac{1}{\pi\delta^2\beta_c}} = \frac{C_p}{\frac{1}{\pi\delta^2 k}} = \frac{C_\infty}{\frac{1}{K}}, \qquad (25)$$

din care rezultă expresia constantei globale de reacţie:

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\pi\delta_o^2\beta} + \frac{1}{\pi\delta^2\beta_c} + \frac{1}{\pi\delta^2 k}, \ [\mathrm{s/m^3}]. \qquad (26)$$

S-au admis notaţiile:

C_∞, C_c C_p - concentraţia de oxigen la "infinit", respectiv, pe suprafaţa exterioară a stratului de cenuşă şi pe suprafaţa de reacţie a particulei, [kg/m^3*];

β_c - coeficientul de schimb de substanţă (de oxigen) prin stratul de cenuşă, [m/s];

k - constanta vitezei de reacţie în regim cinetic, [m/s]; conform legii Arhenius:

$$k = k_o \exp\left(-\frac{E}{RT}\right), \qquad (27)$$

unde:

k_o este un factor preexponenţial, [m/s];

E - energia de activare, [kJ/kmol];

R - constanta universală a gazelor, [kJ/(kmol.K)];

T - temperatura particulei, [K].

În expresia (24) s-au admis ipotezele că nu există reacţie chimică în porii particulei şi că diametrul exterior al stratului de cenuşă, egal cu diametrul iniţial δ_o al particulei, rămâne neschimbat; deci stratul de cenuşă nu se tasează, nu este antrenat în faza gazoasă şi nu se topeşte; grosimea stratului de cenuşă $0{,}5(\delta_o - \delta)$ creşte în timp.

Inversul constantei globale de reacţie (26) este o sumă de "rezistenţe", respectiv, rezistenţa la difuzie, rezistenţa la trecerea oxigenului prin stratul de cenuşă şi rezistenţa cinetică [8].

Timpul total de ardere a particulei are trei componente, şi anume timpul de difuzie a moleculelor de oxigen în faza gazoasă, timpul de difuzie prin stratul de cenuşă şi timpul perfectării reacţiei chimice însăşi, adică:

$$\tau_a = \tau_d + \tau_c + \tau_k. \qquad (28)$$

Dacă $\delta^2 k \gg \delta_o^2\beta + \delta^2\beta_c$, rezistenţa cinetică este foarte mică şi deci procesul de ardere în ansamblu este controlat de difuzie, de transportul moleculelor de oxigen spre suprafaţa de reacţie. Regimul de ardere este difuziv; el poate fi controlat şi influenţat, de exemplu prin mărirea turbulenţei. Pentru regimul difuziv $C_p = 0$ şi timpul de ardere $\tau_a \sim \tau_d + \tau_c$.

Dacă $\delta^2 k \ll \delta_o^2\beta + \delta^2\beta_c$, regimul de ardere a particulei este cinetic şi $C_p = C_\infty$; $\tau_a \approx \tau_k$.

Viteza de ardere a particulei, cantitatea de cărbune care arde pe unitatea de suprafaţă şi în unitatea de timp, rezultă din expresia:

$$v = -\frac{1}{\pi\delta^2}\frac{d}{d\tau}\left(\frac{\pi\delta^3}{6}\rho_c\right) = \frac{K}{\pi\delta^2}\frac{C_\infty}{M_{O_2}}\frac{T_o}{T_a}, \left[\frac{\mathrm{kg}}{(\mathrm{m^2.s})}\right] \qquad (29)$$

* m^3 în condiţii normale de temperatură şi presiune

unde M_{O_2} este cantitatea de oxigen necesar arderii unui kilogram de cărbune, [kg/kg].

Din (29) rezultă scăderea în timp a diametrului particulei:

$$\frac{d\delta}{d\tau} = -\frac{2}{\rho_c}\frac{K}{\pi\delta^2}\frac{C_\infty}{M_{O_2}}\frac{T_c}{T_a}. \quad (30)$$

Introducând în (30) constanta globală de reacţie (26) şi după separarea variabilelor, rezultă expresia timpului total (curent) de ardere.

$$\tau_{ac} = -\frac{\rho_c}{2}\frac{M_{O_2}}{C_\infty}\frac{T_a}{T_o}\int_{\delta_o}^{\delta}\left(\frac{\delta^2}{\delta_o^2\beta}+\frac{1}{\beta_c}+\frac{1}{k}\right)d\delta. \quad (31)$$

Dacă la integrala (31) se adoptă limita superioară $\delta = 0$, se obţine timpul total de ardere (28), egal cu suma timpilor necesari arderii particulei în absenţa celorlalte două rezistenţe, păstrând însă aceleaşi condiţii de desfăşurare a reacţiei.

Timpul total curent de ardere are expresia:

$$\tau_{ac} = \tau_{dc} + \tau_{cc} + \tau_{kc}, \quad (32)$$

unde $\tau_{dc}, \tau_{cc}, \tau_{kc}$ reprezintă timpul curent de ardere în regim de difuzie exterioară, respectiv în regim de difuzie prin stratul de cenuşă şi în regim cinetic, [s].

Coeficientul de schimb de substanţă în faza gazoasă (difuzia exterioară) rezultă din expresia criteriului Nusselt difuziv:

$$\beta = \frac{DNu_d}{\delta_o}, \quad (33)$$

unde: D este coeficientul de difuzie (depinde de compoziţia gazelor, de temperatură şi de presiune), [m^2/s]; la curgerea turbulentă valoarea lui creşte mult. La viteză redusă a fazei gazelor în jurul particulei ($Re < 1$) se admite $Nu_d = 2$.

Cu acestea, timpul curent de ardere a particulei în regim de difuzie exterioară (arderea în ansamblu este controlată de acest proces) devine:

$$\tau_{dc} = -\frac{\rho_c}{2}\frac{M_{O_2}}{C_\infty}\frac{T_a}{T_o}\int_{\delta_o}^{\delta}\frac{\delta^2}{2\delta_o D}d\delta;$$

$$\tau_{dc} = \frac{\rho_c M_{O_2}}{12DC_\infty}\frac{T_a}{T_o}\frac{\delta_o^3-\delta^3}{\delta_o}, \quad [s]. \quad (34)$$

Pentru $\delta = 0$ se obţine timpul total de ardere în regim de difuzie externă

$$\tau_d = \frac{\rho_c M_{O_2}}{12DC_\infty}\frac{T_a}{T_o}\delta_o^2. \quad (35)$$

Din (22) se deduce legea de variaţie a concentraţiei de oxigen în stratul de cenuşă; pentru $r = \delta_o/2$, $C = C_c$; pentru $r = \delta/2$; $C = C_p$.

$$C = -\frac{2}{\delta_x}\frac{C_c - C_p}{\frac{1}{r}-\frac{1}{r_o}} + C_c + \frac{1}{r_o}\frac{C_c - C_p}{\frac{1}{r}-\frac{1}{r_o}}, \quad (36)$$

unde δ_x este diametrul curent al stratului de cenuşă cuprins între δ şi δ_0

Pentru debitul de oxigen care trece prin stratul de cenuşă se scrie:

$$\pi\delta^2\beta_c(C_c - C_p) = \pi\delta_x^2 D_i\frac{dC}{dr_x} = 2\pi\delta_x^2 D_i\frac{dC}{d\delta_x} =$$

$$= 2\pi\delta_x^2 D_i\frac{2}{\delta_x^2}\frac{C_c - C_p}{\frac{1}{r}-\frac{1}{r_o}} \quad (37)$$

unde D_i este coeficientul de difuzie prin stratul de cenuşă, [m^2/s] [6].

Din (37) rezultă coeficientul de schimb de substanţă prin stratul de cenuşă:

$$\beta_c = \frac{2D_i}{\left(\frac{1}{\delta}-\frac{1}{\delta_0}\right)}, \quad [m/s]. \quad (38)$$

Cu acesta, din (31) se calculează timpul curent de ardere în regim de difuzie prin stratul de cenuşă

$$\tau_{cc} = \frac{\rho_c M_{O_2}}{4D_i C_\infty}\frac{T_a}{T_c}\int_{\delta}^{\delta_o}\left(\frac{1}{\delta}-\frac{1}{\delta_o}\right)\delta^2 d\delta =$$

$$= \frac{\rho_c M_{O_2}}{4D_i C_\infty}\frac{T_a}{T_o}\left[\frac{\delta_o^2}{6}-\left(\frac{1}{2}-\frac{\delta}{3\delta_o}\right)\delta^2\right]. \quad (39)$$

Timpul total în cursul căruia ar arde particula, dacă viteza de ardere ar fi determinată numai de rezistenţa la difuzie a stratului de cenuşă, iar celelalte rezistenţe (de difuzie exterioară şi cinetică) ar fi neglijabile, rezultă din (39), în care $\delta = 0$.

$$\tau_c = \frac{\rho_c M_{O_2}}{24D_i C_\infty}\frac{T_a}{T_o}\delta_o^2. \quad (40)$$

Coeficientului de difuzie a gazelor prin stratul de cenuşă poate fi calculat în funcţie de următoarele mărimi [9]:

$$D_i = \psi p D, \quad [m^2/s] \quad (41)$$

unde:

ψ este un coeficient de structură a materialului, $\psi = 0{,}6$;

p - porozitatea;

D - coeficientul de difuzie exterioară, [m^2/s].

În mod similar timpul curent de ardere în regim cinetic:

$$\tau_{kc} = \frac{\rho_c M_{O_2} T_a}{2k C_\infty T_o} \int_\delta^{\delta_o} d\delta = \frac{\rho_c M_{O_2}}{2k C_\infty}(\delta_o - \delta), \quad (42)$$

de unde timpul total de ardere cinetică:

$$\tau_k = \frac{\rho_c M_{O_2}}{2kC_\infty} \frac{T_a}{T_o} \delta_o. \quad (43)$$

(S-a presupus temperatura particulei invariabilă în timp).

Cu relaţiile (35), (40) şi (43) timpul total de ardere a particulei (28) devine:

$$\tau_a = \frac{\rho_c M_{O_2}}{12DC_\infty} \frac{T_a}{T_o}\left[1 + \frac{D}{2D_i} + \frac{6D}{k\delta_o}\right]\delta_o^2. \quad (44)$$

Dacă conţinutul de cenuşă internă este redus, sau se neglijează existenţa ei, fie datorită antrenării, fie datorită topirii, atunci $D = D_i$ şi relaţia (43) capătă o formă cunoscută:

$$\tau_a = \frac{\rho_c M_{O_2}}{8DC_\infty} \frac{T_a}{T_o}\left[1 + \frac{4D}{k\delta_o}\right]\delta_o^2. \quad (45)$$

În regim difuziv de ardere $4D/(k\,\delta_o) \ll 1$ şi timpul total de ardere a particulei fără cenuşă are expresia:

$$\tau_d = \frac{\rho_c M_{O_2}}{8DC_\infty} \frac{T_a}{T_o} \delta_o^2, \quad (46)$$

iar pentru regimul cinetic de ardere $4D/(k\,\delta_o) \gg 1$ şi timpul devine:

$$\tau_k = \frac{\rho_c M_{O_2}}{2kC_\infty} \frac{T_a}{T_o} \delta_o. \quad (47)$$

Se poate exprima acum efectul conţinutului de cenuşă internă asupra duratei de ardere a unei particule de cărbune. Pentru aceasta se face raportul relaţiilor (44) şi (45), admiţându-se arderea în regim difuziv:

$$\frac{\tau_{a(\text{cenuşă})}}{\tau_a} = \frac{2}{3}\left(1 + \frac{D}{2D_i}\right) = \frac{2}{3}\left(1 + \frac{1}{2\psi p}\right), \quad (48)$$

unde porozitatea p poate fi calculată cu relaţia:

$$p = 1 - \frac{\rho_c}{\rho_{\text{cenuşă}}} \frac{A^i}{100}; \quad (49)$$

s-au notat cu

ρ_c - densitatea cocsului şi cu $\rho_{\text{cenuşă}}$ densitatea reală a cenuşii, [kg/m^3];

A^i - conţinutul de cenuşă a cărbunelui (cocsului), [%].

Un exemplu numeric arată că pentru cocs cu A^i = 37 %; ψ = 0,6; ρ_c = 1000 kg/m^3; $\rho_{\text{cenuşă}}$ = 2000 kg/m^3; timpul de ardere a particulei creşte cu 35 %, în cazul în care cenuşa internă se transformă în strat fixat pe suprafaţa de reacţie.

În baza expresiei generale (29) viteza de ardere a particulei în regim de difuzie exterioară (arderea este coordonată de rezistenţa difuziei exterioare, celelalte rezistenţe se neglijează) are expresia:

$$v_d = \beta \frac{\delta_o^2}{\delta^2} \frac{C_\infty}{M_{O_2}} \frac{T_o}{T_a}\left[\frac{kg}{(m^2.s)}\right]. \quad (50)$$

Analog, viteza de ardere, ţinând seama numai de rezistenţa difuziei oxigenului prin stratul de cenuşă, se calculează cu expresia:

$$v_c = \beta_c \frac{C_\infty}{M_{O_2}} \frac{T_o}{T_a}, \quad (51)$$

iar viteza de ardere în regim cinetic cu relaţia:

$$v_k = k \frac{C_\infty}{M_{O_2}} \frac{T_o}{T_a}. \quad (52)$$

Între vitezele arătate mai sus şi viteza totală (relaţia 29) există dependenţa:

$$\frac{1}{v} = \frac{1}{v_d} + \frac{1}{v_c} + \frac{1}{v_k}, \quad (53)$$

ceea ce arată că viteza totală (ţinând seama de toate rezistenţele) este mai mică decât cea mai mică dintre vitezele v_d, v_c, v_k, adică:

$$v < \min(v_d, v_c, v_k), \quad (54)$$

şi, deci, pentru a mări viteza totală de ardere trebuie acţionat asupra acelor factori care să ducă la mărirea vitezei celui mai lent proces. De asemenea, din (53) se deduce că valoarea maximă a vitezei v se realizează atunci când toate celelalte trei viteze sunt egale.

Concluzii

♦ După împărţirea masei minerale conţinute de cocs în internă şi externă, în lucrare se analizează influenţa cenuşii interne asupra timpului de ardere a particulei.

♦ La creşterea conţinutului de cenuşă internă, timpul de ardere a particulei creşte, ceea ce influenţează asupra dimensionării instalaţiei de ardere.

♦ Pentru modelul fizic adoptat (aprinderea şi arderea particulei în volumul de oxidant cu mult mai mare decât cel strict necesar) se demonstrează analitic şi numeric (fig.1) existenţa unui diametru iniţial minim sub care particulele nu se aprind şi deci nu ard, ducând astfel la pierderi de căldură prin ardere mecanic incompletă.

♦ În lucrare se prezintă expresiile analitice pentru calculul timpilor şi vitezelor proprii celor trei regimuri de desfăşurare a proceselor din focarele generatoarelor de abur, şi anume difuziv exterior, difuziv interior (prin stratul de cenuşă) şi cinetic.

Notă: analiza acestei probleme continuă în [10].

BIBLIOGRAFIE

[1] Neaga, C. *Contribuţii la studiul recirculării gazelor de ardere la cazanele de abur funcţionând cu cărbune pulverizat, teză de doctorat.* Institutul Politehnic Bucureşti, 1977.

[2] Field, M. A. and others. *Combustion of Pulverized Coal,* BCURA, Leatherhead, 1967

[3] Neaga, C. *Variaţia concentraţiei de oxigen în procesele de aprindere şi ardere ale particulei de cărbune.* In: Bul. IPB, seria Mecanică, nr. 2, 1979, p. 67 - 74.

[4] Neaga, C. *Dynamic Aspects of Formation and Combustion of the Volatile Matter.* In: Bul. IPB, seria Mecanică, nr.3, 1979, p.49 - 60.

[5] Neaga, C. *Arderea particulei de cărbune pulverizat cu considerarea reacţiilor secundare.* In: Bul IPB, seria Mecanică, nr.4 1979, pg.81 - 90.

[6] Neaga, C. *Influenţa conţinutului de steril asupra timpului de ardere a particulei de şist bituminos.* In: Bul. IPB, seria Mecanică, nr.3, 1980, pg.81 - 88.

[7] Neaga, C. *Dinamica arderii particulei de lignit cu considerarea degajării şi arderii substanţelor volatile.* In: Bul. IPB, seria Mecanică, nr. 4, 1980, pg. 51 - 60.

[8] Zelkowski, J. *Kohleverbrennung. Brennstoff. Physik und Theorie, Technik.* In: VGB, Kraftwerkstechnik GMBH, Essen, 1986

[9] Babii, V.I., Kuvaev, Iu. F. *Gorenie ugolnoi pîli i rasciot pîleugolnogo fachela.* Moskva, Energoatomizdat, 1986.

[10] Neaga C. *Dependenţa funcţiilor dinamice ale arderii particulei de cocs de modul de separare a cenuşii interne.* In: Energetica, 42, 1994, Nr. 6 - A.

Referent: ing. Cristian Totolo - GSCI

(Primit la 9 februarie 1994, acceptat la 26 februarie 1996)

Din energetica mondială

A IV - a Conferinţă privind managementul financiar în întreprinderile de electricitate

Conferinţa se va desfăşura în perioada 3-4 octombrie 1996 la Monte Carlo, Monaco,şi se adresează tuturor celor care sunt implicaţi în strategiile şi operaţiunile financiare în întreprinderile de electricitate, obiectivul principal fiind crearea unei platforme de schimb de experienţă.

Temele care vor fi abordate sunt următoarele:

1. Examinarea contextului de finanţare internaţională în care evoluează în prezent sectorul electric.

2. Gestiunea trezoreriei, inclusiv analiza pieţelor.

3. Cum sunt reglementate tarifele în sectorul electric şi care sunt consecinţele financiare ale acestor reglementări pentru întreprinderile de electricitate.

4. Sfidările actuale: separarea contabilă a costurilor, planificarea financiară, controlul bugetului, indicatori de performanţă, calitatea gestiunii.

5. Schimbările viitoare cu care se vor confrunta direcţiile financiare şi rolul directorului financiar.

Informaţii suplimentare pot fi obţinute de la:

Corinne Tourquin
UNIPEDE
Fax: + 33140426052

Opinii despre privatizarea producerii energiei nuclearoelectrice în UK

Acţiunea de privatizare din domeniul producerii, transportului şi distribuţiei energiei electrice în Regatul Unit al Marii Britanii şi Irlandei de Nord, a lăsat la o parte, într-o primă etapă, centralele nuclearoelectrice.

Guvernul englez, a făcut cunoscut în ultimul timp că se estimează că o privatizare a centralelor nucleare ar fi deja posibilă şi acceptabilă cu aplicare până în 1997; totuşi la această idee, secretarul de stat pentru energie are reţineri.

Discuţiile s-au extins între principalii administratori ai centralelor nucleare: Nuclear Electric, care produce 80 % din energia nuclearoelectrică, British Nuclear Fuel Limited (BNFL) care produce circa 2,9 % din total şi este dotat cu cele mai vechi reactoare (de tip MAGNOX), producătorul scoţian Scotish Nuclear Limited (SNL) cu 17,1 % din producţia totală.

Fiecare dintre protagoniştii privatizării îşi apără poziţiile favorabile intereselor proprii.

Nuclear Electric se opune propunerii companiei Scothish Nuclear, care argumentează că n-ar putea fi competitivă pe piaţa naţională şi internaţională şi cere să i se atribuie o parte din centralele administrate de Nuclear Electric (de exemplu centrala Sizewell).

Se mai propune ca centralele de tip vechi (cu reactoare MAGNOX) să rămână proprietatea statului, care să fie însărcinat şi cu cheltuielile de dezafectare, dat fiind că acestea şi-au îndeplinit durata de viaţă normată.

O idee ar fi şi o fuziune între Nuclear Electric şi Scothish Nuclear, care să conducă la realizarea unei mari companii nucleare britanice cu centrale moderne, care să introducă o concurenţă puternică faţă de alţi mari producători britanici ca, de exemplu National Power sau Power Gen.

(După: RGN, nr. 3, mai - iunie 1995)

APLICAREA TEHNOLOGIEI DE ARDERE ÎN STRAT FLUIDIZAT CIRCULANT (ASFC), PENTRU REABILITAREA CENTRALEI COMĂNEŞTI

ing. LIVIU DRAGOŞ*
ing. CĂTĂLIN FLUERARU*
ing. SILVIA PRESSEL**
ing. CARMEN NEAGU**
ing. ANTON ROŞU***

Centrala termoelectrică Comăneşti, pusă în funcţiune cu 40 de ani în urmă, necesită, în prezent, lucrări ample de modernizare şi reutilare, pentru ridicarea eficienţei termice şi pentru reducerea emisiilor poluante. În vederea reabilitării centralei, opţiunea implementării unei instalaţii demonstrative de cazan cu arderea cărbunilor în strat fluidizat circulant - ASFC, realizat în ţară cu completări din import, este o alternativă la reparaţia capitală prevăzută pentru un cazan existent.

Este prezentat studiul de caz economic, prin analizarea costurilor de investiţii şi producţie prevăzute a se obţine în centrala Comăneşti, prin înlocuirea unui cazan existent, prevăzut pentru reparaţie capitală, cu un cazan nou tip ASFC, reutilizând şi modernizând utilităţile centralei.

Implementarea tehnologiei ASFC în centrala Comăneşti va putea rezolva şi problemele acute de poluare cu SO_x, NO_x şi particule solide, rezultate la arderea cărbunelui local cu putere calorifică de 8 - 9 MJ/kg, dar cu conţinut ridicat de sulf, circa 2 %.

Pentru dezvoltarea unei tehnologii proprii ASFC, curate şi eficiente de ardere a cărbunelui, competitivă cu tehnologii similare aplicate pe plan mondial, este necesară implementarea unei prime instalaţii demonstrative care să ateste, în exploatarea de durată, avantajele acestei tehnologii şi să constituie o bază de pregătire a specialiştilor români, pentru aplicarea pe scară largă a tehnologiei în cazul cazanelor de capacităţi mari, energetice.

The Comanesti thermal power plant set in operation 40 years ago, actually reguires extensive updating and retrofitting works, in order to increase the heat efficiency and to reduce the polluting emissions. With the view to power plant rehabilitation, the implementation of a testing facility with circulating fluidized bed coals combustion boiler (CFBC), manufactured in Romania and completed by imported parts, is an alternative to the capital repair considered necessary for the existing boiler.

An economic case study is presented by analysing the investments and production coasts provided to be obtained at Comanesti power plant, by replacing an existing boiler intended to be capitally repaired, by a new CFBC boiler and by retrofitting and updating the power plant utilities.

The CFBC technology implemented at Comanesti power plant could also solve the problems raised by the SO_x, NO_x and solid particles severe pollution resulted from the combustion of local coal wit 8-9 MJ/kg calorific value but with about 2% sulphur content.

In order to develop its CFBC technology for coal combustion that meets similar world wide technologies, it is necessary to implement a testing facility able to certify during a long-term operation, the advantages of this technology and to represent a training basis for the Romanian specialists in order to use the technology for energy boilers of big capacity, on a large scale.

* Institutul de Echipamente Termoenergetice - ICPET S.A., Bucureşti
** Institutul de Studii şi Proiectări - ISPE, Bucureşti
*** Grupul de Studii, Cercetări şi Inginerie - GSCI, Bucureşti

Descriptori: ardere în strat fluidizat circulant, centrala Comăneşti

Generalităţi

Stadiul actual al dezvoltării energeticii româneşti, ţinând cont şi de resursele valutare deficitare, presupune rezolvarea cu forţe interne a problemei retehnologizării unor cazane pe cărbune, cu durată de viaţă depăşită, prin aplicarea tehnologiei de ardere în strat fluidizat circulant - ASFC. Tehnologia se remarcă prin: reducerea emisiilor poluante la arderea cărbunilor, eficienţă termică ridicată, utilizarea unor sorturi diferite de cărbuni, ardere autotermă, costuri de investiţii şi exploatare reduse, faţă de instalarea suban-samblurilor specifice de desulfurare şi denoxare.

Implementarea tehnologiei ASFC în ţară constituie totodată şi o aliniere la cerinţele normelor actuale de dezvoltare şi aplicare a tehnologiilor curate de producere a energiei din cărbune, prin valorificarea resurselor interne disponibile de cărbuni energetici, de calitate inferioară şi conţinut ridicat de sulf. Astfel, se pot contracara unele schimbări conjuncturale, ţinând de posibila evoluţie ascendentă a preţului hidrocarburilor pe piaţa mondială, cât şi de restricţiile care se vor accentua la nivelul emisiilor poluante, privind aplicarea unor măsuri adecvate de reducere la nivelul normelor europene.

În acord cu direcţiile propuse în strategia de cercetare ştiinţifică a RENEL (programul SAV) cu privire la introducerea sistemelor avansate de producere a energiei electrice şi termice şi realizarea, în viitorul apropiat, a unor instalaţii demonstrative de tip ASFC, cu aplicaţie directă la retehnologizarea unor cazane pe cărbune, sunt analizate în prezent, amplasamentele apreciate ca adecvate pentru implementarea tehnologiei ASFC [1]. În mod special, centrala Comăneşti, apare ca fiind adecvată, atât din punctul de vedere al asigurării necesarului termic în zonă, în prezent şi în perspectivă, dar şi din punct de vedere tehnic, pentru realizarea unei centrale demonstrative curate, cu emisii poluante reduse.

1. Situaţia energetică actuală a CET Comăneşti şi perspective

Centrala Comăneşti este echipată cu trei vechi cazane de abur pe cărbune pulverizat, de 20,8 kg/s (75 t/h) 693 K, $32x10^5$ Pa, cuplate cu două turbogeneratoare de 12 MW, puse în funcţiune în 1954 - 1955. În prezent producerea de energie electrică este oprită, turbogeneratoarele fiind propuse pentru casare. Un cazan de abur este transformat în cazan de apă fierbinte de 40,6 MJ/s (35 Gcal/h). Din celelalte două cazane de 20,8 kg/s, unul este păstrat în serviciu pentru furnizarea aburului necesar industriei locale şi termoficare urbană. Suplimentar, sunt în curs de montaj două cazane de abur de 2,8 kg/s (10 t/h). Centrala asigură cu abur şi apă fierbinte consumatorii individuali din zonă şi consumul urban al oraşelor Comăneşti şi parţial Moineşti. Consumul actual de energie termică este de 4,5 kg/s (16 t/h) abur şi 62,7 MJ/s (54 Gcal/h).

Centrala Comăneşti utilizează cărbune din zonă, cu putere calorifică inferioară de 9,2 MJ/kg şi conţinut ridicat de sulf (2%). Centrala nu dispune de instalaţii pentru reducerea emisiilor gazoase (SO_2 şi NO_x), constituind o sursă importantă de poluare, în special datorită emisiilor de SO_2.

În perspectiva prelungirii duratei de exploatare cu încă 30 de ani, este analizată varianta înlocuirii cazanului nr. 3 cu un cazan nou, modern, de tipul ASFC, pe baza faptului că există posibilitatea de asigurare suplimentară a oraşului Moineşti cu încă 40 MJ/s (25 Gcal/h), iar cazanul nr. 3 este propus pentru reparaţii capitale şi modernizare. Cazanul ASFC va fi realizat pentru a produce în total 45 MJ/s (39 Gcal/h) agent termic, o producţie combinată (30 Gcal/h) apă fierbinte şi 4,5 kg/s (16 t/h) abur. Centrala va furniza astfel apă fierbinte la 423 K (150°C), debit 153 kg/s (550 t/h) pentru necesităţile de termoficare ale oraşelor Comăneşti şi Moineşti, faţă de situaţia prezentă, când nu se poate asigura în întregime necesarul termic.

2. Implementarea unui cazan ASFC în CET Comăneşti - aspecte generale

O soluţie de reabilitare a centralei Comăneşti şi totodată de implementare a tehnologiei ASFC, poate avea în vedere dezafectarea unui cazan de abur de 20,8 kg/s (75 t/h) existent (cazanul 3) şi montarea în locul său a unui cazan nou de tip ASFC, pentru producerea combinată a apei fierbinţi şi aburului, reutilizând şi modernizând cea mai mare parte a utilităţilor existente.

Această soluţie de reabilitare are ca scop acoperirea necesităţilor de termoficare ale zonei, în prezent insuficient asigurate pentru cei 70 000 locuitori ai oraşelor Comăneşti şi Moineşti şi, totodată, reducea emisiilor poluante în zonă.

Instalaţiile moderne ce vor dota centrala, bazate pe rezultatele cercetărilor româneşti, vor fi realizate în concepţie proprie, la un nivel tehnic şi cu parametri competitivi pe plan mondial, de întreprinderile constructoare de echipament termoenergetic. Cazanul ASFC va constitui primul pas pentru implementarea pe scară largă a acestei tehnologii în ţară şi totodată o bază de pregătire a specialiştilor şi lucrătorilor, în vederea exploatării cazanelor ulterioare, de acest tip.

2.1. Avantajele aplicării arderii în strat fluidizat circulant - ASFC

Arderea în strat fluidizat circulant este o tehnologie modernă, cu largă răspândire şi aplicare pe plan internaţional. Este curent utilizată soluţia retehnologizării unor centrale pe cărbune, prin trecere la arderea în strat fluidizat, cazurile Cehiei şi Poloniei fiind reprezentative, astfel:

• Centrala Zeran, Varşovia, Polonia care constituie cel mai mare proiect de implementare a tehnologiei ASFC din Europa de Est, înlocuieşte în prima fază trei cazane vechi de 64 kg/s (230 t/h) cu două cazane ASFC de 125 kg/s (450 t/h). Centrala are 12 unităţi pentru arderea cărbunelui în stare pulverizată cu o putere electrică de 1000 MW şi o capacitate termică de 5000 MJ/s. Datorită spaţiului insuficient pentru amplasarea instalaţiilor de desulfurare şi costului de investiţii mai redus, s-a ales soluţia tehnologiei ASFC, pentru a respecta normele de emisii;

• Centrala Komorany, Republica Cehia - în cadrul unui proiect de 100 mil. USD, retehnologizează 10 cazane de 39 kg/s (140 t/h), de la arderea pe grătar mobil la arderea în strat fluidizat, reducând astfel emisiile poluante, ştiind că această centrală se află în aşa-numitul "triunghi negru" al Europei Centrale [2].

Cazanul cu strat fluidizat circulant, are o serie de calităţi care îl recomandă aplicării în centrale termoelectrice pe cărbune:

• poate utiliza diverşi combustibili solizi, cu putere calorifică inferioară între 5 şi 25 MJ/kg, fără adaos de combustibil lichid. Este prevăzut cu arzătoare pe hidrocarburi numai pentru pornire;

• prezintă randament de ardere ridicat, datorită amestecului intens şi recirculării particulelor în focar, care favorizează arderea carbonului în proporţie de 98-99%, micşorând nearsele;

• desulfurează 80-90 % din SO_2, prin adaos de calcar sau dolomită în focar şi inhibă formarea NO_x, datorită temperaturii relativ scăzute 1123 K (850°C) şi introducerii aerului în trepte;

• realizează economii de energie în gospodăria de cărbune prin eliminarea morilor de cărbune şi înlocuirea cu concasoare pentru (0-15) x 10^{-3} m; (0 -15) mm;

• eliminarea concasorului de zgură duce la creşterea disponibilităţii instalaţiei;

• coeficienţii de transfer de căldură sunt superiori cazanelor cu mori, micşorând suprafeţele de transfer şi consumul de metal.

2.2. Avantajele oferite de amplasamentul CET Comăneşti

CET Comăneşti oferă o serie de avantaje tehnice care fac oportună soluţia de înlocuire a unui cazan existent, cu durată de serviciu depăşită, cu un cazan nou de tip ASFC, printre care:

• sala cazanelor, fiind de construcţie solidă, va putea fi folosită în continuare. Spaţiile largi din vecinătatea sălii fac posibilă amplasarea utilajelor noi ale cazanului ASFC (buncărul de calcar, montarea unui câmp suplimentar la electrofiltru etc.);

• depozitele de cărbune, atât cel descoperit, cât şi cel acoperit, precum şi halda de cenuşă pot fi în continuare utilizate, fiind în bună condiţie;

• aprovizionarea cu calcar se va face de la cariera Bicaz, aflată la 140 km;

• recent au fost instalate trei electrofiltre noi, modernizate, pentru fiecare cazan. Se va reutiliza electrofiltrul cazanului respectiv, căruia i se va adăuga un câmp suplimentar;

• există capacitate de rezervă pentru perioada necesară desfăşurării operaţiei;

• lucrătorii centralei sunt specializaţi şi experimentaţi, astfel încât exploatarea unui cazan modern de tip ASFC, se va putea realiza fără probleme deosebite;

• aprovizionarea cu cărbune se va asigura şi în perspectivă de la minele din zonă.

3. Aspecte tehnice ale implementării cazanului ASFC de 52,2 MJ/s

Pentru implementarea cazanului ASFC de 52,2 MJ/s (45 Gcal/h), sunt necesare unele modificări în centrală, între care cele mai importante sunt: amplasarea gospodăriei de calcar şi a instalaţiilor de preparare a cărbunelui şi calcarului. Totodată este necesară suplimentarea corespunzătoare a câmpurilor electrofiltrului existent, care va fi utilizat în continuare. Sistemul actual de evacuare a cenuşii se va păstra, la el racordându-se evacuările de cenuşă ale noului cazan.

3.1. Caracteristici constructive ale cazanului de 45 Gcal/h

Cazanul este realizat din două drumuri de gaze de ardere (ascendent şi descendent) din pereţi membrană, pe care se montează o izolaţie uşoară (vată minerală) şi un înveliş metalic. Alimentarea cu cărbune se realizează prin alimentatoare specifice şi dozatoare amplasate în frontul cazanului. Buncărele de cărbune vor asigura o autonomie de peste 20 h.

Calcarul din buncăr este injectat printr-un sistem de transport pneumatic, în partea inferioară a focarului. Buncărul de calcar va asigura o autonomie de cel puţin 24 h.

Alimentările cu combustibil solid şi calcar sunt independente, ceea ce permite controlul conţinutului în SO_2 al gazelor de ardere, prin acţionarea asupra debitului de calcar introdus. Aerul de ardere care alimentează cazanul este subdivizat în:

- aer primar, ce este injectat în partea inferioară a pâlniei, printr-un grătar de distribuţie;
- aer secundar introdus mai sus, în camera de ardere. Are loc, deci, o ardere în două trepte. Acest mod de operare permite ajustarea necesarului de aer după etape diferite şi alegerea unei temperaturi de ardere moderate, ceea ce reduce spectaculos formarea oxizilor de azot;
- aer terţiar, tot de presiune ridicată, care fluidizează straturile de cenuşă exterioare (din răcitoare). De aici, la circa 873 K (600°C), este insuflat la partea superioară a pâlniei focarului;
- alte surse de aer cu presiune ridicată, dar cu debite mult mai mici, vor asigura diversele transporturi pneumatice necesare cazanului.

Ventilatoarele şi suflantele sunt instalate la sol, în zona preîncălzitorului de aer tubular, pentru a reduce lungimea canalelor de aer.

După canalul convectiv, gazele de ardere sunt răcite de la 573 K (300°C) la 413 K (140°C) într-un preîncălzitor de aer tubular, în care aerul de combustie (primar, secundar, terţiar) este încălzit la 523 K (250°C). Gazele sunt desprăfuite într-un electrofiltru, până la o concentraţie de 100 mg/m^3.

Evacuarea gazelor este asigurată de două exhaustoare care refulează în coşul de fum, fiecare asigurând 60 % din debitul total.

Particulele solide (combustibile, cenuşă, calcar, carbonat de calciu) sunt extrase din focar, din canalul convectiv, răcitoare exterioare şi filtre. În funcţie de temperatura lor, ele pot fi răcite cu apă în şnecul de extragere, sau pot fi trimise direct în buncărul de stocaj.

Transferul de căldură utilă către sistemul sub presiune se face prin:

- ecranele care acoperă pereţii focarului;
- suprafeţele de schimb de căldură amplasate în sistemul convectiv;
- suprafeţele de transfer de căldură din răcitorul exterior în strat fluidizat.

3.1.1. Reactorul (ansamblul de ardere în strat fluidizat circulant)

La partea inferioară a focarului, cărbunele arde în mod stabil şi autoterm, la o temperatură de circa 1123 K (850°C) şi exces de aer de 20 %. Datorită vitezei ridicate gazele antrenează un procent mare de solide de granulaţie fină (cenuşă caldă) în afara focarului, fiind captate din gaze într-un separator mecanic, cu şicane, montat în drumul orizontal al cazanului.

Cenuşa, reţinută în separator, înainte de a fi introdusă în focar, trece prin răcitorul exterior de cenuşă cu straturi fluidizate dense, unde cedează o parte din căldură ţevilor schimbătoare integrate sistemului sub presiune al cazanului. Cenuşa se răceşte la 873-923 K (600-650°C), fiind reintrodusă în combustor. Pentru reglarea temperaturii din focar se prevede posibilitatea recirculării directe a cenuşii fierbinţi la 1073 K (800°C) din sifon direct în focar.

Viteza relativ ridicată dintre gaze şi solide, caracteristică pentru arderea în strat fluidizat circulant, turbulenţa internă intensă, cât şi suprafeţele specifice foarte mari ale diverselor particule fine, constituie condiţii extrem de favorabile pentru schimbul de masă şi căldură. Din această cauză se asigură un randament de combustie al carbonului şi un grad de eliminare a SO_2, mai ridicate decât se obţin în straturile fluidizate convenţionale (staţionare).

Focarul (parţial), separatorul cu sifonul adiacent, răcitorul exterior şi canalele lor de legătură sunt căptuşite cu materiale refractare şi rezistente la coroziune.

După separator, gazele de ardere cu un conţinut redus de cenuşă sunt răcite la circa 573 K (300°C) în contact cu fasciculele convective din sitemul recuperator.

3.2. Graficul lucrărilor necesare implementării cazanului tip ASFC, în centrala Comăneşti

1.	Studiu de fezabilitate	6 luni
2.	Proiecte cazan şi anexe	9 luni

3. Fabricaţie 12 luni
4. Lucrări de demontare şi montaj 12 luni
5. Punere în funcţiune, măsurători şi eventuale modificări 6 luni

Total: 42 luni*

* (Fazele 3 şi 4 se desfăşoară simultan pe anumite perioade)

4. Aspecte economice ale implementării cazanului tip ASFC

Aplicarea arderii în strat fluidizat în CET Comăneşti, prin amplasarea unui cazan de 45 MJ/s (39 Gcal/h) cu producere combinată de 36 MJ/s (30 Gcal/h) apă fierbinte şi 4,5 kg/s (16 t/h) abur, va asigura realizarea următoarelor obiective:

- mărirea duratei de serviciu cu peste 30 ani;
- reducerea emisiilor poluante SO_x şi NO_x, la valorile admise de norme, cu protejarea mediului;
- posibilitatea utilizării diferiţilor combustibili solizi - lignit şi huilă;
- ardere autotermă chiar şi în cazul sarcinilor parţiale, cu economii de combustibil lichid.

4.1. Estimarea costurilor necesare implementării

Nivelul costurilor de investiţii necesare pentru fabricarea şi implementarea cazanului ASFC, în centrala Comăneşti, se estimează la:

1 - cheltuieli cu cercetarea-dezvoltarea şi proiecte: 1200000 mii lei
2 - cheltuieli cu fabricaţia unui cazan de 45 MJ/s (39 Gcal/h), inclusiv pregătirea tehnologiilor*: 9100000 mii lei
3 - cheltuieli de implementare în centrală, inclusiv modernizări şi adaptări anexe*: 6800000 mii lei

Total: 17100000 mii lei

* În cazul fabricării şi implementării unui cazan clasic de aceeaşi capacitate, pe cărbune, cu instalaţii suplimentare de reducere a poluării, costurile sunt cu circa 30 % mai mari [3]. Investiţia cerută de dotarea cazanului existent, cu o instalaţie de desulfurare (pe cale umedă) pentru niveluri de emisii comparabile cu ale cazanului tip ASFC, este estimată la 2 mil. USD.

4.2. Estimarea cheltuielilor necesare exploatării

O comparaţie între costurile anuale de producţie ale cazanului nou de tip ASFC, faţă de cazanul existent, căruia i se adaugă instalaţii suplimentare de desulfurare şi denoxare, este prezentată în tabelul 1 (costurile luate în calcul sunt cele în vigoare, în prezent):

Tabelul 1

Nr. crt.	Costuri anuale de producţie	Cazan existent, cu instalaţie de desulfurare	Cazan nou, tip ASFC
1	Consum combustibil		
	a) specific	46,82 kg cc/GJ	40,4 kg cc/GJ
	b) total	22000 tcc/an	19000 tcc/an
	din care: • cărbune	18700 tcc/an	18600 tcc/an
		2,045 mld.lei	2,034 mld.lei
	• gaze	3500 tcc/an	400 tcc/an
		0,440 mld.lei	0,040 mld.lei
2	Retribuţii totale	80 oameni	50 oameni
		0,400 mld. lei	0,250 mld.lei
3	Energie electrică	8,36 kWh/GJ	7,22 kWh/GJ
		0,252 mld. lei	0,236 mld.lei
4	Apă tehnologică + chimicale	0,402 mld.lei	0,310 mld.lei
5	Calcar desulfurare	0,225 mld.lei	0,225 mld.lei
6	Reparaţii,întreţinere	0,120 mld.lei	0,120 mld.lei
7	Amortizări	0,154 mld.lei	0,357 mld.lei
	Total:	4,234 mld.lei	3,572 mld.lei

Se observă că varianta de tip ASFC aduce economii la consumul de hidrocarburi de circa 3000 tcc/an, reprezentând o economie anuală de valută de circa 210 000 USD.

Ţinând seama că montarea unui cazan nou ASFC duce la suplimentarea duratei de viaţă cu încă 30 de ani, asigurând furnizarea necesarului de energie termică al zonei, pe lângă costurile de exploatare care sunt cu circa 18 % mai mici faţă de cazanul existent, se consideră că este o soluţie viabilă din perspectiva implementării unui cazan ASFC şi, astfel, a reabilitării centralei Comăneşti.

Concluzii

Centrala Comăneşti este adecvată implementării primului cazan de tip ASFC, din ţară, având o serie de facilităţi pentru alimentarea cu cărbune, gaz metan, chimicale, utilaje, în bună stare de funcţionare, carieră de calcar în apropiere, iar zona urbană din vecinătate impune limitarea emisiilor, în prezent ridicate datorită utilizării cărbunelui din zonă, cu conţinut ridicat de sulf (2 %).

Instalarea unui cazan modern în locul cazanului existent, conferă siguranţa exploatării fiabile a centralei şi în perspectiva următorilor 10-30 ani, având o capacitate de producţie nouă, cu fiabilitate ridicată, care conferă o flexibilitate sporită a schemei de alimentare cu agent termic a zonei, faţă de alternativa investirii în lucrări de reabilitare pentru cazanul nr.3.

Calculele economice arată că opţiunea amplasării unui cazan ASFC este avantajoasă faţă de alternativa modernizării cazanului existent, beneficiile rezultate fiind în domeniul asigurării energiei termice suplimentare şi totodată în domeniul reducerii emisiilor poluante. Din punct de vedere financiar, se subliniază rentabilitatea variantei de instalare a cazanului ASFC faţă de un cazan clasic, cu mori de cărbune şi instalaţii suplimentare de reducere a poluării, prin costuri de investiţie mai mici cu circa 30 %. Totodată, cazanul de tip ASFC datorită arderii autoterme, realizează, în funcţiune, economii valutare estimate la peste 210 000 USD/an.

Reabilitarea CET Comăneşti, prin montarea unui cazan demonstrativ ASFC, este utilă şi pentru verificarea la scară industrială a tehnologiei şi utilajelor. În cazul unor rezultate avantajoase se creează posibilitatea realizării de cazane mari (330-420 t/h). Se va putea demonstra, astfel, competenţa specialiştilor şi capacitatea industriei româneşti în aplicarea unei tehnologii moderne şi curate de ardere a cărbunilor, cu beneficii atât în modernizarea tehnologiilor şi utilajelor, cât mai ales în reducerea emisiilor de la centralele pe cărbune.

BIBLIOGRAFIE

[1] *Strategia RENEL*, Vol. al XII - lea - *Cercetarea ştiinţifică, tendinţe ale progresului tehnic*, Cap. III, 7 "*Sisteme avansate de producere, transport şi distribuţie a energiei electrice şi termice* (SAV)".

[2] Jones, T *Environmental control for coal-fired power generation: cost-effective strategies for Eastern Europe.* IEA Coal Research Report, 1995, pag. 49-51.

[3] Lowell Miller, C. *Fluidized Bed Combustion: An Important Clean Coal Technology Option For Utilities,* Conferinţa "Wirbelschichtsysteme 1992", Essen, Germania, Lucrarea V3, pag. 11-12.

Referent: ing. Radu Regman - RENEL GSCI

(Primit la 12 septembrie 1995, acceptat la 25 septembrie 1995)

Informaţii

În perioada 20 - 27 septembrie 1995 a avut loc o manifestare amplă a unui grup mixt de conducători religioşi şi specialişti cercetători ai mediului ambiant, în cadrul căreia s-a desfăşurat şi simpozionul "Apocalipsul şi mediul înconjurător AD 95 - 1995".

Lucrările, împreună cu manifestările culturale aferente, s-au desfăşurat în zona Mediteranei de est, la Constantinopol şi insula Patmos, şi au fost ocazionate de aniversarea a 1900 de ani de la apariţia celebrei cărţi a sfântului Ion "Apocalipsul" (cunoscută şi sub denumirtea de "Cartea revelaţiei").

Activitatea s-a desfăşurat sub auspiciile Sfinţiei Sale Patriahul Bartholomeu I şi a Alteţei Sale Regale Prinţul Filip, Duce de Edinburg, în calitatea sa de preşedinte al organizaţiei "Worl Wide Fund for Nature (WWF)".

Au participat peste 30 de lideri ai bisericii ortodoxe, oameni de ştiinţă "environmentalişti", ca, de exemplu Stephen Jay Gould şi Elisabeth Dorodeswell din America de Nord şi alţi reprezentanţi din Bulgaria, Egipt, Georgia, Grecia, India, Jamaica, România, Rusia, Turcia, Ukraina, United Kingdom.

În cadrul acţiunilor culturale, la teatrul antic din Efes (Turcia) a fost prezentată lucrarea muzicală "Apocalipsul",a compozitorului John Tavener. De asemenea, a avut loc o ceremonie religioasă în insula grecească Patmos, locul unde a trăit Sfântul Ion şi unde i s-a revelat apocalipsul acum 1900 ani, sub domnia împăratului Domiţian (81 - 96 după Christos).

Ideea simpozionului a pornit de la declaraţia comună a Patriahului Ecumenic Bartolomeu I al Constantinopolului şi a Papei Ioan Paul II făcută în 29 iunie 1995: *"Facem un apel ca fiecare să facă un efort pentru a rezolva problema arzătoare actuală a ecologiei, în scopul de a evita riscul care ameniţă lumea de azi, datorită abuzului în folosirea resurselor pe care ni le-a dăruit Dumnezeu".*

Vorbind despre organizarea acestei manifestări, preşedintele comitetului ştiinţific al simpozionului, mitropolitul Ioan din Pergamon, a făcut o legătură concludentă între problemele ecologice şi problemele religioase: "*Simpozionul va aniversa cartea "Apocalipsul", care trebuie să reamintească lumii că în credinţa noastră creştinească suntem chemaţi să învingem toate forţele răului care ameninţă creaţia lui Dumnezeu. Suntem, în calitate de fiinţă omeneşti, responsabili pentru creaţia lui Dumnezeu şi trebuie să facem astfel încât să vedem şi să sperăm că voinţa lui Dumnezeu va predomina şi că lumea va fi salvată".*

Se ştie că în credinţa ortodoxă semnificaţia spirituală a faptului că pământul este sfânt apare ca primordială.

Cele peste 300 milioane de credincioşi ai bisericii ortodoxe trebuie să facă faţă poluării malurilor apelor, eroziunii solului, sărăcirii calităţii aerului şi alimentării inadecvate cu apă.

Marea Neagră, mărginită de cinci ţări ortodoxe, este una dintre cele mai poluate ape din lume.

PROBLEME LEGATE DE STABILIREA REZERVEI DE DURATĂ DE VIAŢĂ PENTRU CONDUCTELE DE ABUR ALE UNUI GRUP ENERGETIC

ing. LIANA TURCU
ing. ANDREI ZABUNOV *

Centralele electrice sunt interesate să-şi menţină în serviciu unităţile lor de producere a energiei electrice şi termice peste durata de viaţă teoretică introdusă în calculele de concepţie pentru elemente care lucrează la temperatură înaltă (peste 753 K); exemplu conductele de abur.

Pentru aceasta, la expertizarea materialelor conductelor de abur este necesară o politică concertată de control al duratei de viaţă restantă, respectiv o abordare multilaterală prin calcule teoretice de epuizare a duratei de viaţă şi printr-un complex de examinări, analize, măsurători şi încercări distructive şi nedistructive.

Această integrare a diverselor tehnici face obiectul prezentului articol şi este ilustrată printr-un exemplu pe conductele de abur viu şi abur intermediar cald aferente unui grup energetic de 125 MW, cu o durată de funcţionare de 130 835 ore.

The power plants managers are interested in maintaining their electric and thermal energy generation units beyond theoretical life-time introduced in the design computation for units operating at high temperature (over 753 K), e.g. steam conduits.

A concerted control policy of the remanent life-time and a many sided approach by theoretical computation of the life-time exhaustion as well as a complex of examinations analyses, measurements and distructive and non-distructive tests, are necessary to expertise the materials of the steam conduits.

The integration of these techniques makes the object of this paper and it is exemplified on process and hot intermediate steam conduits related to a 125 MW energy unit with the operating time of 130 835 hours.

Descriptori: durată de viaţă, rezervă de viaţă, conducte de abur

Introducere

Materialul conductelor de abur supraîncălzit de înaltă şi medie presiune este supus, prin natura funcţionării la temperaturi înalte, unui proces inevitabil de îmbătrânire, datorită fluajului care se manifestă prin scăderea în timp a capacităţii de rezistenţă.

Acest fenomen compromite, la un moment dat, securitatea echipamentelor din centralele electrice şi reprezintă motivul limitării prin proiect a duratei de viaţă. În funcţie de condiţiile concrete de exploatare şi de starea iniţială a materialelor, pot să apară abateri în ambele sensuri faţă de durata de viaţă proiectată.

O politică concertată de control al duratei de viaţă restantă necesită o abordare multilaterală, respectiv prin calcule teoretice de epuizare a duratei de viaţă (care să ţină cont de istoria funcţionării şi de solicitările reale) şi printr-un complex de examinări, analize, măsurători şi încercări distructive şi nedistructive.

Această integrare a diverselor tehnici face obiectul prezentei lucrări şi este ilustrat printr-un exemplu pe conductele de abur viu şi abur intermediar cald aferente unui grup energetic de 125 MW, cu o durată de funcţionare de 130835 ore.

Durata de viaţă teoretică introdusă în calcule de concepţie a elementelor care lucrează la temperatură înaltă (753 K) este în general 100 0000 ore.

În prezent,centralele electrice sunt interesate să-şi menţină în serviciu unităţile lor de producere

* Grupul de Studii, Cercetări şi Inginerie - GSCI

a energiei electrice şi termice peste această limită.

Pe de altă parte, pe plan mondial se manifestă tendinţa de a extinde durata de viaţă a conductelor până la o limită ce se apropie de zona fluajului distructiv (fig.1).

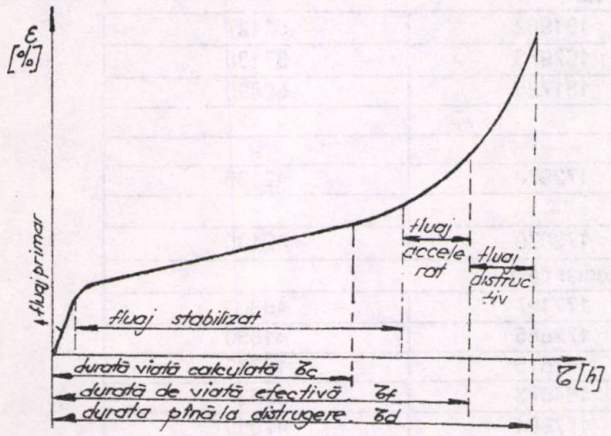


Fig.1. Curba clasică de fluaj.

Tehnic, această tendinţă se loveşte de caracterul conservativ al duratei de viaţă teoretice.

Depăşirea acestei situaţii este posibilă numai pe baza creşterii ponderii investigaţiilor legate de stabilirea stării reale a materialului conductelor la un moment dat, în dauna calculelor teoretice.

Acest gen de abordare se justifică prin următoarele:

a) epuizarea reală a duratei de viaţă poate să difere substanţial de cea determinată prin calcul din următoarele cauze:

- istoria de funcţionare reală diferă de cea luată în calcul;
- solicitările reale pot să difere de cele determinate prin calcul (nici o metodologie de calcul nu poate reflecta perfect solicitările reale);
- starea de livrare a materialului diferă de cea medie luată în calcul;

b) durata de viaţă a ansamblului este determinată de fapt de starea unor zone aşa-numite "critice", unde din anumite motive există concentrări de eforturi, care cu greu pot fi prinse în calcule;

c) deteriorările ireversibile produse de fenomenul de îmbătrânire, în special în zonele critice, pot fi puse în evidenţă prin metode de examinare adecvate.

Stabilirea metodelor de examinare se face pornind de la cunoaşterea mecanismelor îmbătrânirii:

- fluajul, care constă în deformarea progresivă a materialului sub acţiunea combinată a eforturilor de serviciu şi a temperaturii ridicate şi care în final duce la apariţia unor discontinuităţi din ce în ce mai periculoase: migrarea dislocaţiilor → pori de fluaj izolaţi → lanţuri de pori → microfisuri → fisuri;
- oboseala provocată de variaţia ciclică în funcţionare a solicitărilor termice şi mecanice, care duce în final la generarea fisurilor.

Din motivele arătate mai sus, metodologia de urmărire a comportării conductelor de abur din centralele termoelectrice prevede următoarea eşalonare a lucrărilor de determinare a duratei restante de viaţă:

- calculul epuizării duratei de viaţă;
- stabilirea zonelor "critice";
- examinarea nedistructivă complexă a zonelor "critice";
- prelevarea de probe şi determinarea prin analize şi încercări de laborator a capacităţii restante de rezistenţă în următoarele situaţii: deformaţii remanente de fluaj mai mari de 1 %, indicaţii de defect la examinările nedistructive, durate foarte mari de funcţionare;
- interpretarea tuturor rezultatelor obţinute;
- prognozarea duratei restante de viaţă.

1. Prezentarea rezultatelor obţinute pentru un grup de 125 MW

1.1. Calculul epuizării duratei de viaţă şi stabilirea zonelor critice

Calculul a avut în vedere solicitările reale rezultate din evoluţia presiunii şi temperaturii pe ultimii doi ani de funcţionare, extrapolate pe întreaga durată de funcţionare a grupului. Calculul a fost efectuat pentru un număr de 48 puncte, a căror dispunere este prezentată în figura 2 pentru conductele de abur viu .

Valorile reprezentative pentru stabilirea zonelor critice sunt redate în tabelul 1, atât pentru conductele de abur viu, cât îi pentru conductele de abur intermediar cald. Punctele respective au fost considerate ca zone critice. Restul punctelor analizate prezintă grad de epuizare mai mic de 70 %, respectiv durata de viaţă restantă teoretică de peste 60 000 ore.

1.2. Examinarea zonelor critice

Zonele critice, conform celor arătate la pct.1.1., precum şi îmbinările sudate (considerate şi ele zone critice) au fost supuse unui complex de examinări şi măsurători constând din:

- controale defectoscopice nedistructive cu lichide penetrante şi ultrasunete;
- replici metalografice;
- măsurători de grosimi cu ultrasunete;
- măsurători pe repere de fluaj.

Tabelul I

Nr. crt.	Nr. elemente	Epuizare totală E_t (fluaj + oboseală)	Durata de viaţă totală, Z_t [h]	Durata de viaţă restantă, Z_R [h]
Conducte abur viu				
1	4	0,7190219	181962	51127
2	12	0,7788906	167973	37138
3	19	0,7199624	181725	50890
4	29	1,1089394	-	-
5	38	1,0032774	-	-
6	39	0,756400	172970	42135
7	46	1,241007	-	-
8	48	0,756400	172970	42135
Conducte abur intermediar cald				
9	1	0,7383568	177197	46362
10	2	0.7576505	172685	41850
11	5	0,9238751	141615	10780
12	5	0,7974196	164073	33238
13	17	0,7354244	177904	47069
14	24	0,7356703	177845	47010
15	26	0,9190096	142365	11530
16	28	1,1709589	-	-
17	30	1,1654000	-	-
18	42	0,7576505	172685	41850
19	44	0,944171	138513	7736

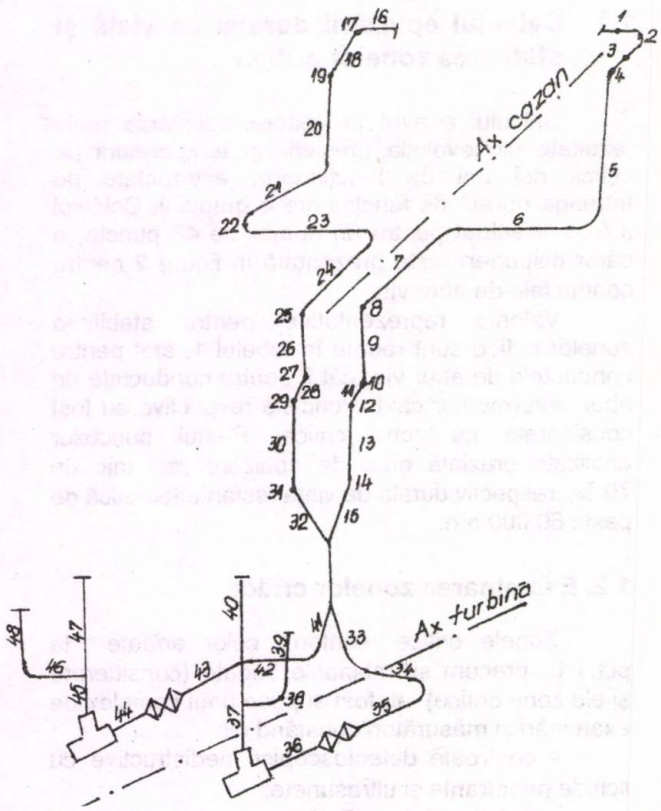


Fig.2. Schema izometrică a conductelor de abur viu cu reprezentarea punctelor de calcul al epuizării.

Controalele defectoscopice nu au pus în evidenţă defecte inadmisibile, cu excepţia unei indicaţii de defect de tip fisură de circa 90 mm lungime în materialul de bază al conductei de abur viu în apropierea unui cordon de sudură.

Analizarea replicilor metalografice a pus în evidenţă o structură ferito-perlitică corespunzătoare clasei de fluaj 1 (material utilizat la temperaturi ridicate, fără pori de fluaj), clasă care nu introduce restricţii în utilizarea în continuare a conductelor [2].

Măsurătorile de grosime au evidenţiat valori normale, cu excepţia unor coturi de pe traseul conductelor de abur intermediar cald (şase coturi ∅ 177 x 14 mm şi opt coturi ∅ 521 x 18 mm), la care grosimile măsurate sunt inferioare grosimii de calcul pentru parametrii de proiect (p = 4 MPa, T = 823 K), dar corespunzătoare parametrilor de funcţionare actuali (p = 2,9 MPa, T = 813 K).

Analiza deformaţiei remanente şi a vitezei de fluaj, calculate pe baza rezultatelor măsurătorilor pe repere de fluaj, a arătat:

- valorile deformaţiei remanente de fluaj sunt inferioare valorii maxim admise de 1 %;
- viteza de fluaj determinată între ultimele două măsurători consecutive, precum şi faţă de valorile iniţiale, este în limite admisibile.

În figurile 3 *a* şi 3 *b* sunt reprezentate graficele cu valorile maxime determinate.

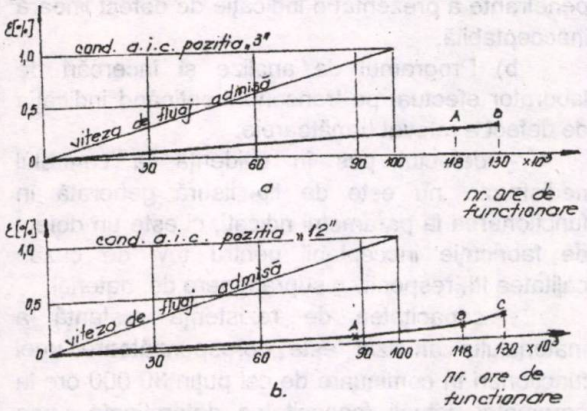


Fig.3. Reprezentarea grafică a vitezei de fluaj pentru conductele de abur intermediar cald: a - repere de fluaj - poziţia 3; b - repere de fluaj - poziţia 12.

1.3. Examinări distructive

Din tronsonul de ţeavă cu indicaţie de defect la controlul cu lichide penetrante, a fost prelevat un tronson de ţeavă ce conţinea defectul, care a fost supus unui program de analize şi încercări în laborator.

zona de defect, a evidenţiat următoarele:

• Structura materialului este ferito-perlitică, cu punctaj al grăuntelui feritic 8. La măriri mari se observă carburi plasate în interior şi pe limitele grăunţilor. Pe secţiunea transversală a probei cu defect se constată că acesta se propagă în grosimea materialului înclinat la 45°, având capătul rotunjit şi adâncimea maximă de 3 mm (fig.4).

• În apropierea lui, în material nu se observă defecte de compactitate de tipul porilor sau fisurilor. Rezultă că defectul semnalat la controlul nedistructiv este o suprapunere de material provenit din procesul de fabricaţie al ţevii. Acest tip de defect este inadmisibil pentru ţevi clasa III de calitate şi el trebuia observat la controlul nedistructiv 100 % efectuat ţevilor la fabricaţie.

• Încercările mecanice de trancţiune şi încovoiere prin şoc s-au efectuat pe epruvete transversale la temperaturi de 293 K, 783 K, 813 K, 838 K, 853 K (trei epruvete pentru fiecare temperatură); în tabelul 2 sunt prezentate valorile medii obţinute pentru caracteristicile mecanice de rezistenţă, plasticitate şi rezilienţă.

Din analiza acestor date se desprind următoarele:

- valorile obţinute pentru limita de curgere ($R_{p\ 0,2}$) şi rezistenţa la rupere (R_m) la temperatura

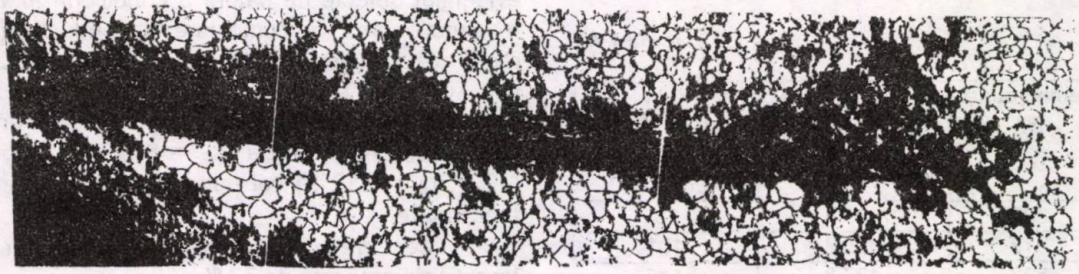


Fig.4. Structura metalografică în zona cu defect.

Analiza chimică efectuată pe o probă prelevată din tronsonul de ţeavă analizat a evidenţiat prezenţa elementelor chimice specifice unui oţel slab aliat, corespunzător mărcii de oţel 15128, conform CSN 415128 (C = 0,13 %; Mn =0,57 %; Si =0,28 %; Cr =0,58 %; Mo =0,47 %; V = 0,27 %; S = 0,012 %; P = 0,012 %).

Analiza metalografică efectuată pe trei probe pregătite corespunzător, din care una prelevată din

de 293 K sunt inferioare valorii minime recomandate de norma de material, scăderea maximă fiind de 10 %, pentru $R_{p\ 0,2}$ şi 6 % pentru R_m ; aceleaşi caracteristici la temperaturi ridicate au avut valori corespunzătoare;

- caracteristicile de plasticitate (alungirea şi gâtuirea la rupere) sunt corespunzătoare;
- valorile obţinute pentru rezilienţă sunt corespunzătoare, fiind superioare valorii minime date de norma de material.

Tabelul 2

Material	Temperatură (K)	Caracteristici mecanice				
		R_m [MPa]	$R_{p0.2}$ [MPa]	A [%]	Z [%]	KCU_2 [J/cm^2]
Oţel I 15128 cf.CSN 415128	293	490	365	18	-	50
	773	-	177	-	-	-
Conductă abur viu utilizată 130000 h	293	465	330	32	74	92
	783	293	208	32	79	117
	813	268	193	35	83	114
	838	234	173	36	86	104
	853	224	163	44	86	106

Încercările de rupere la fluaj, efectuate conform STAS 8894/80 s-au executat pe un număr de 20 epruvete. Rezultatele încercărilor sunt prezentate în tabelul 3.

Tabelul 3

Nr. crt.	Tensiune [MPa]	Temperatură [K]	Durată [h]	Parametrul Larson-Miller
1;2	98	933	46; 48	17620; 17637
3;4	98	893	455; 690	17753; 17914
5;6	98	873	1416;1780	17786; 17873
7;8	98	853	3056 *	-
9;10	147	873	97; 111	16769; 16911
11;12	147	853	237; 339	16716; 16849
13;14	147	833	971; 1195	16834; 16909
15;16	177	833	118; 144	16072; 16144
17;18	177	813	425; 703	16138; 16316
19;20	177	773	1947; 2996*	15855; -

* încercările au fost întrerupte înainte de ruperea epruvetelor

Valorile rezistenţei de durată pentru diferite niveluri de temperatură şi durate de funcţionare de 30 000 ore, determinate prin metoda de extrapolare Larson-Miller, sunt prezentate în tabelul 4.

Tabelul 4

Nr. crt.	Temperatura [K]	Rezistenţa de durată, R_r [MPa]	
		Material analizat R_r/30 000	Oţel 15128 conform CSN 415128 R_r/100 000
1	823	103,9	89
2	813	115,6	101
3	803	127,2	115

Din analiza rezultatelor obţinute se constată că rezistenţa tehnică de durată a materialului pentru temperatura actuală de lucru (813 K) şi o perioadă de încă 30 000 ore de funcţionare, este superioară rezistenţei tehnice de durată a mărcii de oţel 15 128 conform CSN 415 128.

1.4. Aprecieri privind durata de viaţă restantă a conductelor expertizate

a) Examinările nedistructive, determinările şi măsurătorile efectuate asupra zonelor "critice" stabilite prin calculul epuizării totale (fluaj + oboseală) a duratei de viaţă, precum şi pe îmbinările sudate ale conductelor, nu au pus în evidenţă aspecte de natură să limiteze utilizarea în continuare a conductelor la parametrii actuali.

Excepţie a făcut doar un tronson de conductă drept, care la controlul cu lichide penetrante a prezentat o indicaţie de defect lineară inacceptabilă.

b) Programul de analize şi încercări de laborator efectuat pe tronsonul conţinând indicaţia de defect a relevat următoarele:

- defectul pus în evidenţă la controlul nedistructiv nu este de tip fisură generată în funcţionarea la parametrii ridicaţi, ci este un defect de fabricaţie incceptabil pentru ţevi de cazan calitatea III, respectiv o suprapunere de material;
- capacitatea de rezistenţă restantă a materialului analizat este corespunzătoare unei funcţionări în continuare de cel puţin 30 000 ore la parametrii actuali (capacitatea determinată prin încercări de fluaj cu durata maximă de 3000 ore).

c) Rezultatele determinărilor de laborator au confirmat starea corespunzătoare actuală a materialului în punctele "critice" (cu grad de epuizare calculat mai mare de 70 %), respectiv lipsa indicaţiilor de defect la controalele nedistructive efectuate (lichide penetrante, replici metalografice, ultrasunete).

d) Întrucât verificarea zonelor "critice" (cu grad de epuizare calculat peste 70 %) nu a evidenţiat defecte de natură a condiţiona în vreun fel funcţionarea în continuare a conductelor, iar restul elementelor au grade de epuizare calculate sub 70 %, se apreciază că traseele de conducte analizate pot fi utilizate în continuare la parametrii actuali (p_{AV} = 13,5 MPa; t_{AV} = 813 K; p_{ai} = 2,9 MPa; t_{ai} = 813 K) cel puţin încă 60 000 ore de funcţionare .

Acest interval de timp corespunde unui grad teoretic de epuizare de 70 %.

Conservarea acestei durate de funcţionare trebuie, totuşi, verificată periodic la intervale de 30 000 ore de funcţionare prin repetarea examinărilor nedistructive în zonele "critice" şi eventual a celor distructive.

Concluzii

♦ Lucrările efectuate la conductele de abur ale grupului energetic de 125 MW pentru stabilirea rezervei de durată de viaţă au scos în evidenţă faptul că pentru aprecierea duratei de viaţă a conductelor de abur este necesară o integrare a diverselor tehnici, cuprinzând calcule de fluaj şi oboseală, examene nedistructive şi distructive.

♦ Utilizarea numai a uneia din aceste tehnici poate duce la erori în aprecierea duratei restante

de viaţă cu implicaţii grave, fie de ordin financiar (schimbarea înainte de termen a conductelor),fie pentru siguranţa în funcţionare.

♦ Ordinea logică a abordării oricărei lucrări de expertiză pentru stabilirea duratei de viaţă a conductelor de abur este următoarea:

- stabilirea prin calcule de epuizare teoretice a zonelor "critice";
- stabilirea gradului real de deteriorare a materialului în zonele critice prin examinări nedistructive (replici metalografice, controale defectoscopice);
- determinarea capacităţii restante de rezistenţă a materialului prin analize şi încercări distructive pe probe prelevate din zone "critice" semnificative.

BIBLIOGRAFIE

[1] Stubbe. J, Wolfs,M. *Control de la vie restante des elements a haute temperature dans les centrales Belges* - CNE' 94. Neptun

[2] Turcu, L., Stanciu, A. *Metalografia nedistructivă în expertizarea şi diagnosticarea utilajelor energetice.* In: Energetica, 43, nr. 5/1995

[3] Turcu, L. *Comportarea în timp a oţelurilor utilizate la conductele de abur,* CNE 94, Neptun

Referent: ing. Radu Opincaru-RENEL-GPEET

(Primit la 12 septembrie 1995, acceptat la 25 septembrie 1995)

De personis

George - Ştefan Panaitescu a împlinit 85 de ani

Unul dintre energeticienii români cu activitate îndelungată în domeniu, George - Ştefan Panaitescu, s-a născut în ianuarie 1911 la Bucureşti.

La terminarea studiilor liceale, a urmat Institutul Electrotehnic Universitar din Bucureşti, pe care l-a absolvit în 1934.

În februarie 1935 s-a angajat la Societatea Generală de Gaz şi Electricitate - SGGE, unde a lucrat (cu o singură întrerupere între anii 1941 - 1942, când a fost mobilizat pe front) până la desfiinţarea acesteia, după care a activat în Ministerul Energiei şi în Comitetul de Stat al Planificării (CSP).

S-a pensionat în anul 1973.

Specialist de mare probitate profesională a contribuit eficient la pregătirea şi perfecţionarea:

- legislaţiei româneşti în domeniul energiei;
- sistemului tarifar pentru energie electrică;
- personalului de exploatare din instalaţiile energetice.

A avut o activitate didactică intensă, organizând cursuri intensive de calificare pentru pregătirea ucenicilor şi maiştrilor.

Se cuvine a sublinia contribuţiile sale la înfiinţarea şi organizarea primului Institut Superior Tehnic de Maşini şi Aparate Electrice, care a început să funcţioneze în toamna anului 1952, la Craiova.

Mult suflet a pus în organizarea Muzeului Tehnic (donat de prof. Dimitrie Leonida în 1950), care, cu sprijinul donatorului, a fost inaugurat în anul 1954.

Pentru activitatea sa, a fost decorat cu ordine şi medalii. Şi-a făcut datoria şi în război, ca ofiţer, primind în 1941 o decoraţie deosebită: Ordinul Coroana României clasa a V-a cu spade.

Apreciindu-i activitatea eficientă şi variată, Colegiul de Redacţie îl felicită cu ocazia împlinirii vârstei de 85 de ani şi îi urează ani mulţi cu satisfacţii.

Redacţia

PREMISE ŞI SOLUŢII PRIVIND O ABORDARE GLOBALĂ A EMISIILOR DE POLUANŢI GAZOŞI PE ANSAMBLUL TERMOCENTRALELOR RENEL

ing. OVIDIU ŢUŢUIANU *; ing. EMIL-DAN FULGER **; ing. ANCA VIERU **; ing. MIHAI FEHER **

Articolul analizează situaţia actuală din termocentralele aparţinând RENEL din punct de vedere tehnic, al combustibililor utilizaţi şi al emisiilor poluante. Se analizează, de asemenea, reglementările naţionale şi internaţionale şi implicaţiile acestora asupra emisiilor poluante din cadrul RENEL în atmosferă.

Pornind de la aceste premise, articolul evidenţiază avantajele abordării globale a emisiilor pentru optimizarea cheltuielilor privind limitarea emisiilor poluante şi prezintă soluţii pentru o abordare globală a emisiilor în cadrul RENEL.

În acest sens, RENEL a înaintat la Ministerul Industriilor şi la Ministerul Apelor, Pădurilor şi Protecţiei Mediului, spre semnare, "Convenţia privind limitarea emisiilor de CO_2, SO_2 şi NO_x provenite din termocentralele Regiei Autonome de Electricitate - RENEL".

The paper deals wits the present state of RENEL thermal power plants as regards the technical aspects, the fuel used as well as the polluting emissions. At the same time, the national and international regulations and their implications on RENEL polluting emissions in atmosphere are analyzed. Starting from these premises the article points out the advantages of the overall approach of emissions in order to optimize the expenses on limiting the polluting emissions and solutions for an overall approach of RENEL emissions, are advanced.

In this respect, RENEL submitted for approval " The Convention on limiting CO_2 , SO_2 and No_x emission resulted from RENEL (Romanian Electricity Authority) thermal power plants" to the Ministry of Industries and the Ministry of Waters, Forests and Environmental Protection.

Descriptori: poluanţi gazoşi, termocentrale

În cadrul RENEL există în prezent circa 400 cazane de abur şi cazane de apă fierbinte. Cazanele de abur, ce constituie principala sursă de poluare a atmosferei din instalaţiile RENEL, sunt de o mare diversitate în ceea ce priveşte:

- capacitatea (debitul), având valori de la 2 t/h (cazanul GIR-Vulcan pe lignit de la CT Vaslui) la 1035 t/h (cazanele Benson-Vulcan de la FE Turceni şi Rovinari, pe lignit şi cel pe hidrocarburi de la Brăila). Mai mult de jumătate dintre acestea sunt de capacitate mică, ele alimentând turbine mai mici de 100 MWe;
- tipul constructiv (fabricate în ţară sau din import);
- comportarea în exploatare.

Aceste cazane se caracterizează prin disponibilitate şi eficienţă scăzută. Capacitatea maximă de funcţionare este, în general, sub cea de proiect, datorită în principal, stării tehnice deficitare. De asemenea, multe dintre cazanele de abur sunt uzate moral, unele înregistrând 40 de ani de la punerea în funcţiune.

Este important de menţionat că, în foarte multe cazuri, lipseşte spaţiul necesar amplasării instalaţiilor de desulfurare şi de NO_x-are a gazelor de ardere, ceea ce face să crească foarte mult investiţia necesară pentru acestea.

Din punctul de vedere al combustibililor utilizaţi în termocentralele RENEL un element pozitiv pentru protecţia mediului înconjurător îl constituie faptul că în prezent ponderea cea mai mare o au gazele naturale, pondere care a scăzut de la circa 48 % în 1991 la circa 36 % în 1994 şi se estimează că va scădea la 35,5 % în anul 2000 [1, 2, 3, 4].

Pe locul doi se situează lignitul din producţie internă, care se caracterizează printr-un conţinut ridicat de cenuşă şi sulf şi o putere calorifică scăzută. Ponderea acestuia a crescut de la circa 27 % în 1991 la circa 38 % în 1994 şi se estimează că va creşte la circa 39 % în anul 2000 [1, 2, 3, 4].

* RENEL - Divizia Strategie
** Grupul de Studii, Cercetări şi Inginerie - GSCI, Bucureşti

O poziţie aparte în consumul de combustibil al RENEL o deţine păcura, care în calitate şi de combustibil de completare, are o pondere fluctuantă de la circa 18 % în 1991, la circa 14 % în 1992 şi circa 17 % în 1994, tinzând la nivelul anului 2000 la o pondere de circa 14 % [1, 2, 3, 4]. Până în noiembrie 1992 păcura arsă în cazanele RENEL avea un conţinut ridicat de sulf, de până la 5,5 %. De la această dată s-a reglementat ca în România să se comercializeze două categorii de păcură: cu până la 1 % S şi respectiv până la 3,3 % S. De la 1 ianuarie 1996, Ministerul Apelor, Pădurilor şi Protecţiei Mediului interzice utilizarea în România a păcurii cu peste 2 % S.

În aceste condiţii, pe baza metodologiei în vigoare şi a strategiei RENEL s-au calculat emisiile anuale de SO_2, NO_x şi CO_2 ale termocentralelor RENEL, începând cu anul 1980 şi prognoza până în anul 2000.

Astfel, emisia de SO_2 în cadrul RENEL (fig. 1) a avut o evoluţie crescătoare cu un maxim în anul 1989 situat la valoarea de 1623,3 mii t SO_2. În 1990 emisia a scăzut la 1030,6 mii t SO_2, iar în 1991 la 845,6 mii t SO_2. La nivelul anului 1994 emisia de SO_2 a fost de 1036,4 mii t SO_2, iar pentru anul 2000 se preconizează o emisie de circa 1100 mii t SO_2.

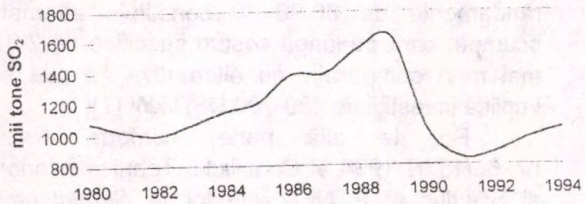


Fig. 1. Evoluţia emisiei de SO_2 în instalaţiile RENEL [2].

Emisia de NO_x (fig. 2) a avut, de asemenea, un maximum în 1989 cu valoarea de 176,4 mii t NO_2. În 1990 emisia a scăzut la 156,6 mii t NO_2, iar în 1991 aceasta a scăzut la valoarea de 120,7 mii t NO_2. La nivelul anului 1994 emisia de NO_x a fost de 121,9 mii t NO_2, iar pentru anul 2000 se preconizează o emisie de circa 160 mii t NO_2.

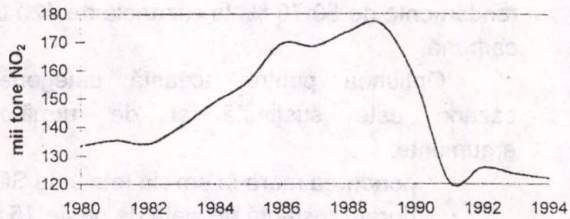


Fig. 2. Evoluţia emisiei de NO_x în instalaţiile RENEL [2].

Emisia de CO_2 (fig. 3) a avut şi ea un maxim în 1989, cu valoarea de 69,36 mil. t CO_2. Şi în acest caz emisia a scăzut în 1990 la valoarea de 60,38 mil. t CO_2, iar în 1991 la valoarea de 49,01 mil. t CO_2. La nivelul anului 1994 emisia de CO_2 a fost de 47,8 milioane t CO_2, iar pentru anul 2000 se preconizează o emisie de circa 59 mil. t CO_2.

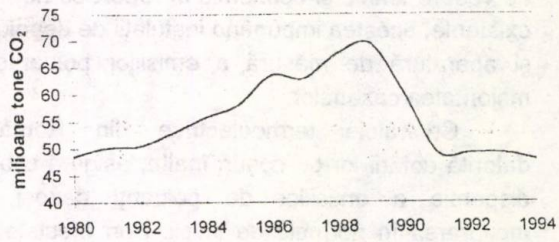


Fig. 3. Evoluţia emisiilor de CO_2 în instalaţiile RENEL[2].

În România, nivelul concentraţiilor de SO_2, NO_x şi pulberi în gazele arse evacuate din termocentrale este reglementat prin prevederile Ordinului Ministrului Apelor, Pădurilor şi Protecţiei Mediului nr. 462/1993 [5], cu corecţiile din adresa MAPPM nr. 12797/IJ/1994. Datorită faptului că MAPPM nu a receptat sugestiile RENEL ca normele să impună măsuri de depoluare numai la cazanele având o putere termică mai mare de 150 MWt şi o durată restantă de viaţă la data aplicării normei de minimum 15 ani, costurile necesitate de respectarea acestor norme nu pot fi acoperite de către regie şi nici Banca Mondială nu le consideră justificate.

În această situaţie, singura modalitate de a optimiza cheltuielile necesitate de depoluare o constituie convenirea cu MAPPM a unor plafoane anuale privind emisiile de SO_2, NO_x şi CO_2 din cadrul instalaţiilor aparţinând RENEL. Acest fapt este încurajat şi de scrisoarea MAPPM de mai sus, prin care se acceptă drept normă la cazanele existente funcţionând pe bază de cărbune o reducere a emisilor de SO_2 pe ansamblul instalaţiilor RENEL cu 25 % în raport cu nivelul anului 1989.

De asemenea, protocoalele internaţionale privind reducerea emisiilor de oxizi de sulf [6] şi de azot [7], protocoale nesemnate şi neratificate de România, limitează emisiile anuale în raport cu emisiile unor ani anteriori. La fel *Convenţia-cadru asupra schimbărilor climatice* limitează emisia anuală de CO_2 la nivelul anului 1990. Conform acestei convenţii, ţările care sunt în tranziţie către economia de piaţă, "*pentru a le pune în situaţia de a face faţă mai bine schimbărilor climatice, au un anumit grad de flexibilitate în îndeplinirea angajamentelor lor de la paragraful 2, mai ales în ceea ce priveşte nivelul istoric care va fi ales ca referinţă, al emisiilor antropice de gaze cu efect de seră, nereglementate de Protocolul de la Montreal*".

În acest sens RENEL a propus la MAPPM ca anul de referinţă pentru România să fie 1989.

În relaţiile cu Ministerul Apelor, Pădurilor şi Protecţiei Mediului, abordarea globală a emisiilor din cadrul RENEL are avantaje multiple din punct de vedere tehnic şi economic în raport cu normele existente, acestea impunând instalaţii de depoluare şi aparatură de măsură a emisiilor poluante la majoritatea cazanelor.

Centralele termoelectrice din România, datorită dotării lor cu coşuri înalte, asigură o bună dispersie a emisiilor de poluanţi gazoşi, cu încadrarea în normele de imisii. Prin efectele lor, aceste emisii se pretează la o abordare regională (continentală) sau globală. În consecinţă, practic, în România contează mai puţin locul emisiei de SO_2, NO_x şi CO_2 din cadrul RENEL şi mai mult, inclusiv sub aspectul poluării transfrontieră, cantitatea emisă pe ansamblul ţării. În acest sens, Ministerul Apelor, Pădurilor şi Protecţiei Mediului are tot interesul să limiteze aceste emisii pe ansamblul termocentralelor RENEL, ceea ce este avantajos şi pentru regie.

Limitarea globală a emisiilor anuale poate fi realizată prin:

- creşterea producţiei de energie electrică în centralele hidroelectrice şi în cea nucleară-electrică;
- creşterea eficienţei la producerea energiei electrice şi termice în termocentralele aparţinând RENEL prin lucrări de întreţinere, reparaţii, reabilitări şi modernizări;
- utilizarea combustibililor de calitate, în ordinea preferinţei: gaze naturale, păcură cu conţinut redus de sulf şi huilă în loc de lignit;
- reducerea pierderilor la transportul energiei electrice şi termice;
- aplicarea măsurilor de depoluare numai la cazanele la care se obţine o eficienţă maximă şi numai în limita încadrării în plafonul stabilit.

Este de menţionat că în cadrul proiectelor de reabilitare [4] sunt incluse 25 de grupuri însumând 4080 MW (în centrale pe cărbune şi hidrocarburi), la care urmează să se efectueze lucrări cu efect favorabil şi asupra mediului:

- refacerea etanşeităţii cazanului şi a canalelor de gaze şi aer;
- modernizarea sistemelor de măsură, comandă şi control, astfel încât să permită optimizarea arderii;
- reabilitarea şi modernizarea electrofiltrelor;
- introducerea de noi tipuri de arzătoare în vederea reducerii exceselor de aer şi a emisiilor de NO_x;
- pentru 11 cazane de 420 t/h se va realiza conversia de la funcţionarea pe lignit la funcţionarea pe huilă, pentru aceeaşi cantitate de abur livrată rezultând o reducere a emisiilor de SO_2, pulberi şi a cantităţii de zgură şi cenuşă depozitată în haldă.

În această perioadă nu se justifică din punct de vedere economic, măsuri de desulfurare la centralele cu funcţionare pe păcură, deoarece:

- aportul acestora la emisia totală de SO_2 a RENEL va fi de maximum 10 %;
- din anul 1996, conform adresei MAPPM nr. 12797/IJ/1994, conţinutul de sulf în păcură se va limita la 2 %;
- majoritatea cazanelor existente cu funcţionare pe păcură au o durată restantă de viaţă mai mică de 15 ani la nivelul anului 1998, ele funcţionând, de asemenea, şi pe gaze naturale, care în România nu conţin sulf.

Pentru reducerea globală a emisiilor de SO_2 în cazul termocentralelor pe cărbune, alternativa cu cost minim o reprezintă înlocuirea lignitului indigen cu huilă de import cu 0,6 % S. Desulfurarea gazelor prin procedee secundare cu randamente de 80-90 % constituie alternative scumpe, care pe lângă costuri specifice de 2-3 ori mai mari comparativ cu alternativa de mai sus, implică investiţii de 180-200 USD/kW [7].

Pe de altă parte, conform Avizului nr. 66/15.07.1994 al Consiliului Tehnico-Economic şi Ştiinţific al RENEL referitor la *Studiul privind posibilităţile de limitare a emisiilor de agenţi poluanţi în atmosferă la blocurile de 330 MW de la termocentralele Turceni şi Rovinari* nu se justifică măsuri de desulfurare la cazanele de 1035 t/h pe cărbune, din cauza costurilor mult prea ridicate.

Pentru reducerea emisiilor de SO_2 pe ansamblul termocentralelor RENEL au rezultat ca justificate, din punct de vedere tehnic şi economic măsuri de desulfurare a gazelor de ardere, cu randamente de 50-70 %, la cazanele de 420 t/h pe carbune.

Opţiunea pentru această categorie de cazane este susţinută şi de următoarele argumente:

- ponderea mare în emisia totală de SO_2;
- durata restantă de viaţă de peste 15 ani la nivelul anului 1998;
- amplasarea în majoritate în zona de graniţă;

- seria mare de cazane (tipizarea soluţiei).

În privinţa emisiilor de NO_x, costurile specifice minime au indicat cu prioritate introducerea arzătoarelor cu NO_x redus la termocentralele pe păcură şi apoi la cele pe cărbune.

Pentru reducerea emisiilor de CO_2 se au în vedere creşterea eficienţei termocentralelor prin aplicarea programului de reabilitare şi modernizare, sporirea aportului CHE şi CNE la producerea energiei electrice şi utilizarea mai eficientă a energiei la consumatori, inclusiv prin acţiuni de DSM (Demand Side Management).

Rezultă, deci, că trebuie să se recurgă în primul rând la măsurile care duc la avantaje energetice şi în mod corespunzător sunt benefice şi pentru mediul înconjurător. În completare, pentru încadrarea în plafoanele de emisie se aplică măsurile specifice de depoluare numai în măsura în care mai sunt necesare, şi numai la cazanele la care se obţine eficienţa maximă. În consecinţă, o asemenea politică ecologică este indiscutabil avantajoasă tehnic şi economic pentru RENEL.

De asemenea, aparatura de măsură continuă a emisiilor poluante (monitoring) se amplasează numai la cazanele la care este absolut necesară, iar pentru celelalte, laboratoarele auto vor executa periodic măsurătorile necesare la termocentralele aparţinând RENEL.

În sensul abordării globale a emisiilor poluante gazoase colectivul de autori a elaborat proiectul unei *Convenţii privind limitarea emisiilor de SO_2, NO_x şi CO_2 provenind din termocentralele aparţinând RENEL*, care se va definitiva cu Ministerul Industriilor şi Ministerul Apelor, Pădurilor şi Protecţiei Mediului.

Cei interesaţi pot consulta acest proiect la Serviciul Protecţia Mediului din cadrul RENEL-DSD).

Asemenea convenţii (acorduri de ramură) au mai fost încheiate de către companiile de electricitate din Belgia şi Olanda, Franţa, Germania şi altele cu autorităţile de mediu din ţările respective. Aceste acorduri de ramură ("voluntary agreement") sunt recomandate de organisme importante ca, de exemplu: Comitetul cu probleme de mediu al OECD, Consiliul cu probleme de mediu al Uniunii Europene, Uniunea Internaţională a Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică (UNIPEDE) şi se consideră că au o mai mare eficienţă ecologică practică comparativ cu sistemele de constrângere bazate pe norme rigide, taxe, penalităţi etc.

Concluzii

♦ Reducerea globală a emisiilor poluante gazoase pe ansamblul termocentralelor RENEL constituie o soluţie tehnico-economică eficientă şi realistă în condiţiile actuale ale tranziţiei României către economia de piaţă. Comparativ cu aplicarea rigidă a normelor de emisii pentru fiecare cazan energetic în parte (soluţie practic inaplicabilă datorită lipsei de spaţiu, a complicaţiilor tehnice şi mai ales a fondurilor exagerate necesare), abordarea globală asigură, numai în cazul emisiilor de SO_2, o diminuare a efortului financiar pentru măsuri de protecţie a mediului în cadrul RENEL de circa 90 mil. UDS/an.

♦ Reducerea în limite rezonabile a cantităţilor anuale de emisii poluante gazoase mai are drept argument şi faptul că, începând cu anul 1990, România este practic un "importator" net de emisii poluante.

Astfel, potrivit datelor furnizate de reputatul institut IIASA-Laxenburg (Austria), în anul respectiv România a "exportat" circa 360000 tone S şi 530000 tone N şi a "importat" circa 400000 tone S şi respectiv 1000000 tone N [9].

BIBLIOGRAFIE

[1] Ministerul Energiei Electrice, Direcţia Plan Dezvoltare, *Buletin Energetic 1982*, Bucureşti, 1982.

[2] Ministerul Energiei Electrice, Direcţia Plan Dezvoltare, *Buletin Energetic 1984*, Bucureşti, 1985.

[3] Romanian Electricity Authority, *RENEL Information Bulletin 1991*, Bucureşti 1992.

[4] RENEL, *Strategia restructurării şi dezvoltarea ramurii energiei electrice şi termice în perioada 1994 - 2000*, Vol. XI - *Protecţia mediului*, 1994.

[5] Ministerul Apelor, Pădurilor şi Protecţiei Mediului, *Condiţii tehnice privind protecţia atmosferei (Ordinul nr. 462)*, Bucureşti, 1993.

[6] Nations Unies, Conseil Economique et Social, *Projet de protocole à la Convention de 1979 sur la pollution atmosphérique transfrontiere à la longue distance, relatif à une nouvelle reduction des emissions de soufre*, Oslo, 1994.

[7] Nations Unies, Conseil Economique et Social, *Protocole à la Convention de 1979 sur la pollution atmospherique transfrontiere à la longue distance, relatif à la lutte contre les emissions d'oxides d'azote ou leurs flux transfrontieres*, Sofia, 1988.

[8] Legea nr. 24/1994 privind *Convenţia-cadru a naţiunilor Unite asupra schimbărilor climatice*. In: Monitorul Oficial al României nr. 119, Bucureşti, 12 aprilie 1994.

[9] Ramboll Hannemann & Hojlund A/S (Denmark) + Energy & Environment (Netherlands) *Environmental Impact Assesment Study for Romanian Power and Lignite Subsectors, Rehabilitation and Modernization Project*, Final Report, April 1994.

Referent: ing. Anton Roşu - GSCI

(Primit la 13 iunie 1995, acceptat la 11 august 1995)

UN PUNCT DE VEDERE PRIVIND CRITERII ECONOMICE PENTRU ALEGEREA PROIECTELOR DE INVESTIŢII ŞI PENTRU MODERNIZAREA INSTALAŢIILOR ENERGETICE

ş.l.ing.DANIELA SCRIPCARIU*,ş.l.ing. MIRCEA SCRIPCARIU*, conf.dr.ing.GHEORGHE COMĂNESCU*, prof.dr.ing.PAVEL BUHUŞ*

Sunt prezentate câteva criterii care pot fi folosite în acest scop. În final, în competiţia dintre venitul net actualizat - VNA şi rata internă de recuperare RIR, se prezintă o serie de argumente în favoarea deciziilor prin prisma venitului net actualizat în valori totale sau în valori specifice, raportate la o unitate monetară investită.

Some criteria that might be used to this purpose are here in presented. Finally, in the competition RIR vs. VNA some arguments are presented in the favour of decision-making according to the net present income updated in total values or in specific values for one invested monetary unit.

Descriptori: cheltuieli totale actualizate, durată minimă de recuperare, venit net actualizat, rată internă de recuperare

1. Prezentarea câtorva criterii

1.1. Criteriul cheltuielilor totale actualizate (CTA)

Acest criteriu presupune estimarea totalului cheltuielilor actualizate privind construcţia şi exploatarea unui obiectiv de investiţii:

$$CTA = \sum_t \frac{C_t}{(1+a)^t}, \qquad (1)$$

în care *a* este rata anuală de actualizare. Aspectele caracteristice ale acestui criteriu sunt:

- nu permite estimarea şi compararea profitabilităţii mai multor soluţii studiate, deoarece se bazează numai pe cheltuieli nu şi pe venituri;
- cu acest criteriu pot fi ierarhizate numai variantele pentru care a fost deja luată decizia de realizare şi se caută varianta care ar necesita pentru construcţie şi exploatare un volum de cheltuieli minime.

1.2. Criteriul duratei minime de recuperare a investiţiei (t_r)

Este o metodă "contabilă" de evaluare a oportunităţii investiţiilor:

$$t_r = \frac{C_i}{p_{med}} \qquad (2)$$

în care:

C_i este investiţia iniţială,

p_{med} - profitul mediu anual.

Se preferă soluţia cu t_r minim, dar totodată, mai mic decât o durată de recuperare maximum admisibilă. Este un criteriu simplu şi intuitiv, fapt pentru care este utilizat destul de frecvent (anexa 3). Prezintă însă şi dezavantaje:

- nu ţine seama de variaţia în timp a fluxurilor de bani,
- informaţia de după durata de recuperare este ignorată, putând fi astfel penalizate unele proiecte cu durate mari de funcţionare.

O bună parte dintre instalaţiile energetice - cum sunt centralele, staţiile şi liniile electrice - au durate lungi de exploatare. Pentru proiectele de investiţii în astfel de instalaţii există criterii mai potrivite decât criteriul duratei minime de recuperare a investiţiilor.

1.3. Criteriul venitului net actualizat (VNA)

Compară valorile actualizate ale veniturilor şi cheltuielilor viitoare - din perioada de exploatare - cu valoarea investiţiei iniţiale:

$$VNA = \sum_t \frac{V_t - C_t}{(1+a)^t} = \sum_t \frac{A_t}{(1+a)^t}. \qquad (3)$$

* Facultatea de Energetică, Universitatea "Politehnica " Bucureşti

Prin convenţie, veniturile V_t se consideră pozitive, iar cheltuielile C_t negative, prin A_t fiind notat fluxul de bani rezultant din anul t. Un anumit proiect se consideră economic acceptabil dacă $VNA \geq 0$. Criteriul *VNA* poate fi utilizat şi la compararea mai multor variante, cu condiţia ca variantele analizate să aibă aceeaşi durată de viaţă şi necesar comparabil de capital. În astfel de cazuri, optimă este soluţia de la care este de aşteptat *VNA* maxim.

Pentru compararea mai multor soluţii care au aproximativ aceeaşi durată de viaţă, dar necesită investiţii foarte diferite, se poate folosi criteriul rata venitului net actualizat (RVNA), care exprimă venitul specific corespunzător unităţii de fonduri investite (anexa 2):

$$RVNA = \frac{VNA}{\sum_t \frac{I_t}{(1+a)^t}} \cdot \qquad (4)$$

Ca rată de actualizare se recomandă să fie folosită o rată cel puţin egală cu rata medie a dobânzilor bancare.

1.4. Criteriul ratei interne de recuperare sau de rentabilitate (RIR)

Rata internă de recuperare a unei investiţii este acea rată de actualizare pentru care venitul net actualizat devine egal cu zero:

$$\sum_t \frac{V_t - C_t}{(1+RIR)^t} = \sum_t \frac{A_t}{(1+RIR)^t} = 0. \qquad (5)$$

Pentru a determina *RIR* pentru proiecte care se desfăşoară pe mai mulţi ani este necesar să se rezolve ecuaţii polinomiale de grad superior. Se procedează prin încercări iterative şi se poate obţine o aproximare acceptabilă prin interpolare liniară.

O investiţie este considerată acceptabilă dacă *RIR* rezultă mai mare decât rata minimă admisibilă de recuperare, care în sectorul energetic este egală cu rata de actualizare normată a_n.

Valoarea *RIR* este egală cu rata maximă a dobânzii, care poate fi acceptată fără pierderi pentru proiectul studiat.

Dacă mai multe proiecte total independente sunt în competiţie se consideră optim cel la care *RIR* are valoare maximă.

Criteriul *RIR* în forma prezentată mai sus nu se poate aplica în următoarele cazuri:

- dacă două proiecte se exclud reciproc (de exmplu două proiecte pentru o aceeaşi centrală electrică);
- la ierarhizarea variantelor de realizare a unui aceluiaşi proiect.

În asfel de cazuri se poate însă aplica criteriul profitului relativ (*RIR* relativ). De exemplu, dacă două centrale A şi B urmează să realizeze acelaşi serviciu şi dacă investiţia $I_A < I_B$, iar cheltuielile anuale $C_A > C_B$, rata internă de rentabilitate RIR_r a investiţiei suplimentare $I_A - I_B$, ca rezultat al economiilor de cheltuieli anuale $C_A - C_B$, se determină cu relaţia:

$$\sum_t \frac{\left[V_t^B - C_t^B\right] - \left[V_t^A - C_t^A\right]}{(1+RiR_r)} = 0 \cdot \qquad (6)$$

Investiţa suplimentară se justifică dacă RIR_r este mai mare decât rata de actualizare normată.

2. VNA sau RIR

În competiţia dintre aceste două grupe de criterii, în cele ce urmează vom mai lua în considerare două aspecte:

- în unele cazuri, criteriile *VNA* şi *RIR* pot duce la concluzii diametral opuse; deoarece $VNA \geq 0$ prin semnificaţia sa nu poate înşela, înseamnă că în astfel de cazuri *RIR* duce la concluzii greşite (anexa 1);
- în unele cazuri, cu investiţii repetate de-a lungul perioadei de exploatare, *RIR* poate lua valori multiple; ca urmare, în asfel de cazuri, criteriul *RIR* poate duce la ambiguităţi în procesul de decizie.

Concluzii

Cel puţin pentru instalaţii energetice cu durate mari de funcţionare, credem că *VNA* este mai potrivit pentru alegerea celor mai eficiente proiecte de investiţii. Argumentele sunt multiple:

- *VNA* exprimă mai clar şi mai intuitiv scopul urmărit, care este maximizarea venitului bănesc,
- folosirea criteriului *VNA* necesită calcule mai uşoare,
- în unele cazuri, *RIR* poate duce la concluzii ambigue, uneori chiar greşite.

ANEXA 1

Exemple de situaţii în care *RIR* duce la concluzii greşite

Se consideră două proiecte având investiţii iniţiale comparabile şi aceeaşi durată de viaţă şi care au următoarele fluxuri anuale de bani:

[milioane lei]

An	Factor de actualizare cu rata a=10%/an	Proiect 1		Proiect 2	
		Flux de bani	Valori prezente	Flux de bani	Valori prezente
0	$1/(1+a)^0=1$	-2000	-2000	-2500	-2500
1	$1/(1+a)^1=0,91$	+1300	+1183	+ 200	+ 182
2	$1/(1+a)^2=0,83$	+1320	+1096	+3220	+2673

VNA_1=+279 mil.lei VNA_2=+355 mil.lei

RIR_1= 20 %/an RIR_2= 17,6 %/an

Conform *RIR*, ar trebui preferat proiectul 1. Totuşi, trebuie ales proiectul 2, care va conduce la *VNA* mai mare.

ANEXA 2

Exemple de situaţii în care se recomandă ca ierarhizarea soluţiilor să fie făcută după *RVNA*

Să considerăm cazul a două proiecte cu investiţii iniţiale foarte diferite:

[milioane lei]

An	Factor de actualizare cu rata a=10%/an	Proiect 3		Proiect 4	
		Flux de bani	Valori prezente	Flux de bani	Valori prezente
0	$1/(1+a)^0=1$	-1200	-1200	-2900	-2900
1	$1/(1+a)^1=0,91$	+720	+655	+1450	+ 1320
2	$1/(1+a)^2=0,83$	+820	+681	+2100	+1743

VNA_3 =+136 mil.lei VNA_4=+163 mil.lei

$$RVNA_3 = \frac{136}{1200} = 0,11 \text{ lei } VNA/\text{leu investit}$$

$$RVNA_4 = \frac{163}{2900} = 0,06 \text{ lei } VNA/\text{leu investit}$$

În astfel de cazuri - când investiţiile iniţiale sunt foarte diferite - decizia trebuie luată pe baza criteriului *RVNA*, deci trebuie ales proiectul 3 (cu toate că $VNA_4 > VNA_3$).

ANEXA 3

Rezultatele unui sondaj privind opinia asupra importanţei diferitelor criterii de alegere a proiectelor de investiţii

Ancheta s-a realizat în Japonia şi Marea Britanie şi se referă la toate categoriile de investiţii (nu numai energetice).

	Fără importanţă	Puţin important	Moderat important	Important	Foarte important
Marea Britanie					
t_r	5%	15%	29%	32%	19%
RIR	3%	11%	13%	39%	33%
VNA	7%	17%	19%	26%	31%
Japonia					
t_r	0%	9%	11%	38%	42%
RIR	11%	18%	18%	45%	8%
VNA	18%	26%	11%	39%	5%

Sursa: Curtin University of Technology, Department of Finance and Banking. Competitive Advantage and Approaches to Investment Appraisal: Procedures in Britain and Japan. Octombrie 1993

Câteva concluzii ale sondajului:

- Companiile japoneze preferă metoda duratei de recuperare (t_r);
- Companiile britanice preferă metodele ratei interne de rentabilitate (*RIR*) şi duratei de recuperare (t_r).

BIBLIOGRAFIE

[1] Lumby, S. *Investment Appraisal and Financial Decisions.* Ediţia a V-a, Chapman & Hall, Londra, 1994.

[2] Levy, H., Marshall, S. *Capital Investment and Financial Decisions.* Ediţia a IV-a, Prentice Hall, Londra, 1990.

[3] Puxty, A.G., Dodds, J.C. *Financial Management-method and meaning.* Ediţia a II-a, Chapman & Hall, Londra, 1992.

[4] Cuşută, M. *Normativ de analiză economică şi financiară în faza preinvestiţională a proiectelor de producere, transport, distribuţie şi utilizare a energiei electrice şi termice.* ISPE-RENEL, Bucureşti, octombrie 1993.

[5] Scripcariu, M. *Direcţii de optimizare a distribuţiei de energie electrică.* Referatul al II-lea pentru teza de doctorat, UPB, Bucureşti, februarie 1995.

Referent: ing. Radu Regman - GSCI

(Primit la 13 aprilie 1994, acceptat la 25 septembrie 1995)

MICII PRODUCĂTORI DE HIDROELECTRICITATE ÎN ROMÂNIA. NECESITATE ŞI ŞANSĂ

dr. ing. IACOB I.VOIA *

În cadrul energiilor regenerabile, componenta hidro de mică putere ocupă un loc însemnat. Ea are la bază argumente istorice, economice, ecologice şi tehnologice. Pe baza analizei valorificării potenţialului hidroenergetic din ţara noastră, a limitărilor actuale în folosirea lui şi a preocupărilor în domeniu susţinute de Uniunea Europeană s-a elaborat o strategie pentru dezvoltarea micilor producători autonomi de electricitate din resurse hidro. Strategia cuprinde: 1 - scopul şi definirea misiunii; 2 - evaluarea mediului şi a organizaţiilor, 3 - specificarea obiectivelor cadru şi 4 - determinarea strategiei.

Datele şi analizele din lucrare conduc la concluzia că, la nivel de politică macroeconomică micii producători de electricitate din resurse hidro reprezintă o necesitate pentru trecerea la economia de piaţă; la nivel microeconomic această problemă reprezintă o şansă pentru întreprinzători.

Among the renewable energy sources the small power hydro component is of great importance It is based on hystorical, economical, ecological and technological grounds . On the basis of the hydropower potential valuation analysis in our country, of present limitations in its using and the concerns in this field, supported by the European Union-there has been elaborated a strategy for development of the independent producers of hydroelectric power from hydro resources. This strategy comprises: 1 - mission purpose and definition; 2 - environment and organizations valuation; 3 - general goals specification and 4 - set fortu of strategy.

The data and analyses in the paper lead to the conclusion that at the level of macroeconomic policy, the small private producers of electricity from hydro resources represent a necessity in the transiton to the market economy; at microeconimic level this problem is a chance for entrepreneurs.

Descriptori: hidroenergetica României, minicentrale

Introducere

Deşi omul a început prin a-şi satisface nevoile de energie din surse reînnoibile, cu ocazia primei revoluţii industriale, în secolul al XIX-lea, s-a îndepărtat de acest principiu şi a trecut la producerea de energie din resurse finite. Pornită ca o iniţiativă privată, producerea şi distribuţia de energie electrică a fost naţionalizată în toate ţările europene după al II-lea război mondial. Aceasta a fost rezultanta importanţei strategice a sistemelor energetice şi respectiv necesitatea interconectării la nivel continental a acestor sisteme. Deci, pornită ca o problemă locală, electrificarea a devenit o problemă globală.

Modul în care s-a realizat naţionalizarea mijloacelor de producţie şi distribuţie a energiei electrice a fost diferit, funcţie de sistemul economic. Dacă în ţările cu economie de piaţă naţionalizarea s-a făcut de la o anumită putere în sus (de exemplu, în Franţa începând cu puterea de 8 MVA) [9, nr.8, pag.22], rămânând astfel un segment de producători autonomi şi particulari, în România naţionalizarea a fost totală.

Producători autonomi au rămas totuşi, deci producători de electricitate în afara fostului Minister al Energiei Electrice, dar tot ca proprietate de stat.

* Hidrotim S.A. - Timişoara

În domeniul hidro au rămas întreprinderi cu centrale electrice proprii, realizate de foştii proprietari, unele modernizate prin investiţii proprii. Aşa sunt: Combinatul Siderurgic Reşiţa (cu hidrocentralele Crăinicel, Breazova, Grebla), Fabrica de Hârtie Buşteni, Uzina Mecanică Topleţ, Combinatul Siderurgic Oţelu Roşu şi alţii.

Pe de altă parte, dezvoltarea sistemelor energetice naţionale, realizarea termocentralelor de putere mare, supraoferta de petrol ieftin după al doilea război mondial, completate de dezvoltarea ştiinţei şi tehnicii nucleare, au dus la abandonarea hidrocentralelor mici, care nu au mai putut să se afirme, cu toate că durata de viaţă era ridicată şi cheltuielile de exploatare erau extrem de reduse.

În prezent este clar dovedit că politica energetică şi de mediu a dat greş datorită consumurilor şi risipei uriaşe. Acest fapt a determinat necesitatea abordării la nivel global a soluţiei. Uniunea Europeană a dat semnalul prin impunerea unor cerinţe pentru politica energetică, iar în 1991, 50 state au semnat Carta Europeană pentru Energie [1]. S-a impus ca stringentă stăpânirea pe plan mondial a problemelor de mediu, care apar datorită tehnologiilor energetice. În acest cadru a apărut ca necesară încurajarea promovării de către persoane fizice şi juridice a energiilor reînnoibile, acestea având marele avantaj că sunt orientate către utilizator, deci capacitatea utilizatorului de a-şi colecta propria resursă este un indicator favorabil al faptului că resursa va fi într-avevăr folosită.

După o primă strategie a RENEL, publicată în 1993 [5], prin care se propunea protejarea faţă de potenţialii producători autonomi, strategia elaborată în 1994 [11], [8, Conf. Oppening Addresses, pag. 7 ÷ 13, 17 ÷ 36, 135 ÷ 142], aliniată la recomandările Uniunii Europene, este de sprijinire a producătorilor autonomi de electricitate.

În cadrul energiilor regenerabile, componenta hidro de mică putere ocupă un loc însemnat. Ea are la bază argumente istorice: a fost prima formă de energie care a înlocuit-o pe cea umană şi animală, iar în prima jumătate a acestui secol a existat un număr impresionant de amenajări (tabelul 1). Din cele 5518 instalaţii existente între 1950 ÷ 1955 în România, majoritatea au fost abandonate şi dezafectate, aşa că în prezent foarte puţine mai sunt în funcţiune. Dacă am lua ca bază faptul că în 1861 în Muntenia şi Oltenia erau 5890 asemenea instalaţii [6], din care în 1955 au mai rămas doar 852, se poate estima că la nivelul teritoriului României, la sfârşitul secolului al XIX-lea şi începutul celui de-al XX-lea, puteau exista circa 30 000 asemenea instalaţii [4].

Argumentele actuale pentru promovarea componentei hidro de mică putere sunt economice (energia liberă în natură, ea este sursă financiară pentru regiunile montane), ecologice (este componentă a dezvoltării durabile, ceea ce produce micro-hidro, reduce emisia de CO_2), tehnologice (robustă şi verificată).

1. Valorificarea potenţialului hidroenergetic în ţara noastră

O analiză a situaţiei valorificării potenţialului hidroenergetic al României la 01.01.94 şi programul până în anul 2000, pe baza datelor din strategia RENEL [11] sunt sistematizate în figura 1.

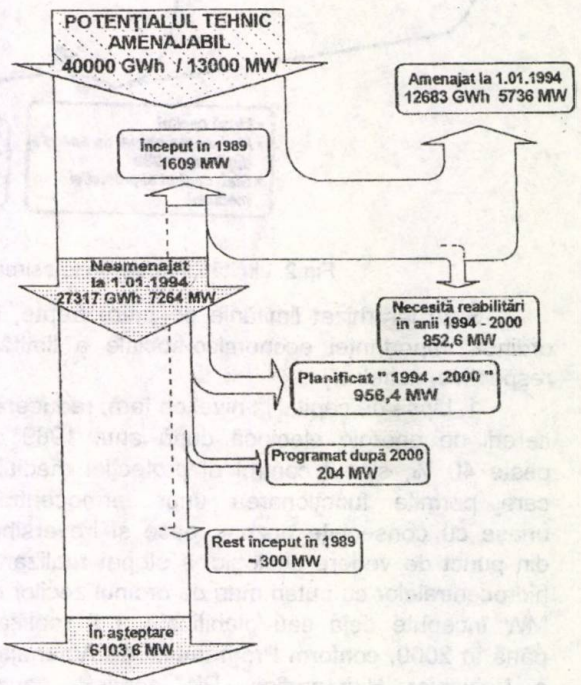


Fig.1. Situaţia valorificării potenţialului hidroenergetic al României la 1.01.1994 şi programul RENEL de evoluţie până în anul 2000.

O primă observaţie este aceea că, potenţialul neamenajat este important; deci poate exista o piaţă internă pentru producătorii de echipamente specifice. În acelaşi timp, însă faptul că până în anul 2000 nu vor fi finalizate nici măcar amenajările începute în 1989 este descurajant şi aceasta în condiţiile în care în ţară s-a dezvoltat o industrie producătoare de echipamente hidroenergetice. Pentru a înţelege procesul din punctul de vedere al prezentei analize s-a construit figura 2, care detaliază limitele actuale în folosirea potenţialului hidroenergetic tehnic amenajabil al României.

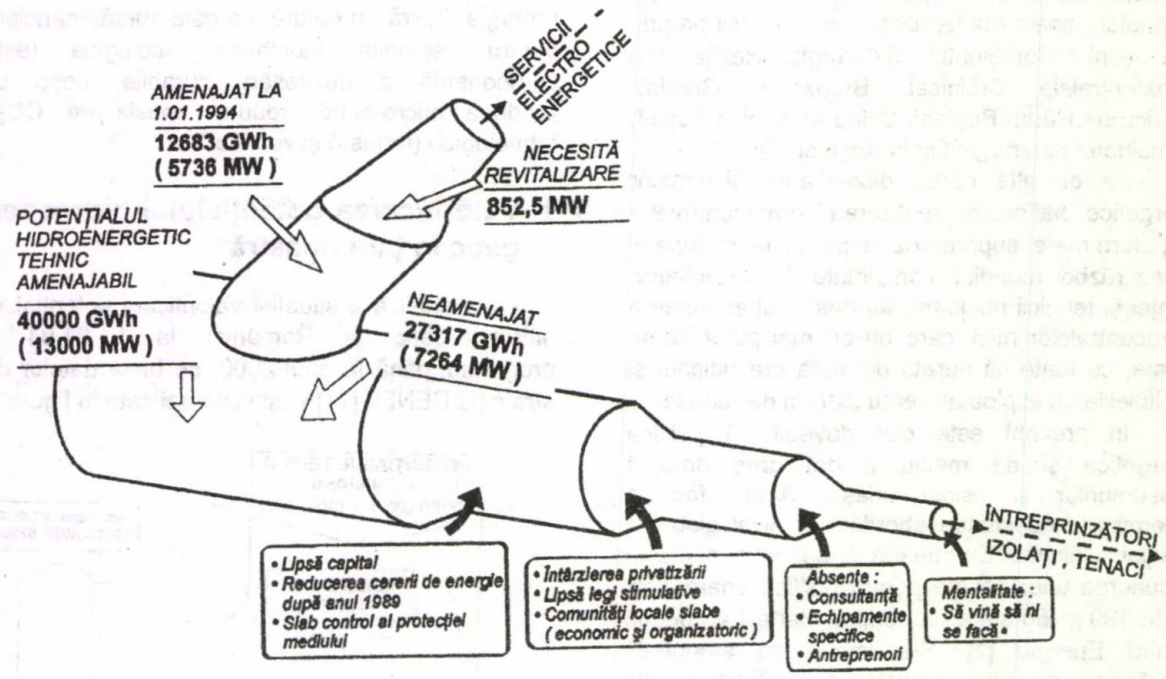


Fig.2. Limitări actuale în folosirea potenţialului hidroenergetic al României.

S-au ierarhizat limitările pe patru trepte, în ordinea importanţei economico-sociale a limitării respective, astfel:

1. Lipsa de capital la nivel de ţară, reducerea cererii de energie electrică după anul 1989 cu peste 40 %, slabul control al protecţiei mediului care permite funcţionarea unor termocentrale uriaşe cu consecinţe dezastruoase şi ireversibile din punct de vedere ecologic, a stopat realizarea hidrocentralelor cu puteri mari de ordinul zecilor de MW începute deja sau planificate a fi realizate până în 2000, conform Programului de Amenajare a Bazinelor Hidrografice. Din această cauză, amenajări începute cu 10 ÷ 15 ani în urmă au rămas nefinalizate sau abandonate în diferite stadii de execuţie, degradându-se continuu.

2. Posibilitatea realizării unor amenajări hidroenergetice mici, de ordinul sutelor de kilowaţi, descentralizat, este frânată de întârzierea privatizării, absenţa unor legi stimulative, de faptul că atât organizatoric, cât şi economic comunităţile locale sunt slabe, iar mica industrie se înfiripă foarte greu, mai ales în zonele rurale.

3. Categoria micro, de ordinul kilowaţilor, care ar avea oarecare şanse de susţinere economică de către sectorul particular şi privat, valorile de investit nefiind prohibitive, se loveşte de absenţa unei consultanţe de specialitate, a unor echipamente specifice pe piaţă şi a unei legislaţii stimulative.

4. Peste aceste bariere se adaugă mentalitatea indusă 45 de ani de o economie de comandă: "să vină să ni se facă".

Prezentul studiu are ca obiect propunerea unei strategii care să permită o ridicare rapidă a limitării 3, permiţând astfel:

- valorificarea de către sectorul privat a unei surse de energie regenerabilă;
- începutul alinierii rapide la preocupările în domeniu pe plan european.

2. Preocupări în domeniu susţinute de Uniunea Europeană

În ultimul deceniu, când efectul de seră a devenit tot mai periculos, în efortul de a reduce emisia directă de CO_2, Uniunea Europeană (UE) a promovat o serie de programe pentru dezvoltarea surselor regenerabile de energie axate pe cercetare-dezvoltare şi programe demonstrative (THERMIE, JOULE, SAVE, ALTENER). Consiliul Uniunii Europene a recomandat, în 1988, statelor membre o dezvoltare convergentă a politicilor energetice, precum şi susţinerea producătorilor independenţi de electricitate. La iniţiativa Directoratului General pentru Energie (DG XVII) al Comisiei Uniunii Europene, în 1989 a fost înfiinţată Asociaţia Europeană pentru Hidrocentrale Mici (ESHA - European Small Hydropower Association)

[9, nr.8], [10]. Obiectivele primare ale acesteia sunt:

- promovarea intereselor producătorilor autonomi de energie din resurse hidraulice de mică putere alături de cele ale producătorilor de echipamente;
- încurajarea transferului de tehnologie;
- sprijinirea studiului şi analizei problemelor relevante din punct de vedere ecologic, legislativ, tehnic şi economic;
- sprijinirea ţărilor din Europa Centrală şi de Est în liberalizarea sectorului energetic în efortul de a dezvolta producţia independentă de electricitate din resurse hidro.

Tabelul 1

	An	Număr
Germania		
Land Bayern	1926	11114
Land Sachsen	1929	3513
Land Thüringen	1930	691
Republica Cehia	1930	11,785
Polonia	1954	6,330
Germania		
Landurile vechi	1988	3955
Landurile noi	1988	circa 120
Repubica Cehia	1992	825
Polonia	1992	150
România		
Muntenia şi Oltenia	1861	5890
Muntenia şi Oltenia	1955	852
Banat	1955	656
Transilvania	1955	3568
Moldova	1995	318
Dobrogea	1955	14
Bazinul Dunării	1955	110
Total în 1955		5518

La fiecare doi ani se organizează o conferinţă internaţională HIDROENERGIA, însoţită de o expoziţie de echipamente hidro de mică putere; prima a avut loc în 1989 la Madrid, apoi în 1991 la Nisa, în 1993 la München, iar în 1995 va fi la Milano. Aceste acţiuni oferă participanţilor din întreaga lume o ocazie unică pentru schimbul de experienţă şi informaţional în domeniul hidro de mică putere. Aici se înregistrează şi se discută toate realizările noi în domeniu. ESHA a realizat, de asemenea, un studiu comparativ asupra legislaţiei în domeniul hidro de mică putere în ţările membre ale Uniunii Europene.

Un buletin trimestrial ESHA -info, distribuit în 2000 exemplare, promovează experienţa europeană în domeniu. Pentru a ne forma o imagine asupra eforturilor Uniunii Europene în domeniul sprijinirii componentei hidro de mică putere se arată în tabelul 2 proiectele demonstrative susţinute de Uniunea Europeană în cadrul Programului THERMIE. În acest an s-a lansat programul de cercetare-dezvoltare pentru energii nonnucleare (1995 ÷ 98) cu un buget de 967 MECU, din care 532 MECU programul THERMIE II.

Tabelul 2

Proiecte şi costuri susţinute de UE în cadrul programului THERMIE - componenta hidro de mică putere

Anul	Număr proiecte selectate	Costul total mii ECU	Suport UE mii ECU
1984	26	12,725	5091
1985	22	13,522	5413
1986	22	18,664	6216
1987	20	12,910	4969
1988	21	8,189	3275
1989	22	11,602	4641
1990	0	0	0
1991	12	13,473	5350
1992	9	9,437	3751
Total	154	100,521	38705

3. Etapele, funcţiunile şi lucrările necesare realizării unei amenajări hidro de mică putere

Promovarea amenajărilor hidro de mică putere poate fi făcută doar printr-o politică la nivel de ţară, care să răspundă la cele trei întrebări ale organizării: Ce? Cum ? şi Cine ?, răspunsurile fiind concretizate în strategia, structura şi cultura domeniului abordat. În acest scop se va analiza mai jos organigrama realizării unei amenajări hidro de mică putere, dar în prealabil se aminteşte că o microhidrocentrală are ca funcţiune de bază asigurarea unor servicii energetice, pe care o realizează transformând energia hidraulică liberă în natură a cursurilor de apă (fig. 3). Ea mai poate realiza o serie de funcţiuni complementare: economice (surse de venituri pentru proprietar), de agrement, socială (asigură locuri de muncă, venituri pentru unele categorii profesionale de la producătorii de utilaje la proprietarii lor) şi altele.

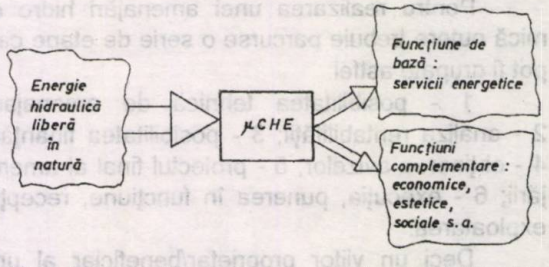


Fig.3. Funcţiunile microhidrocentralelor (μ CHE-urilor).

Funcţiunile microhidrocentralelor, μCHE, determină la rândul lor o structură a amenajărilor (fig. 4). Astfel, energia hidraulică a cursului de apă trebuie concentrată într-o zonă cât mai restrânsă; acest lucru este realizat de construcţiile hidrotehnice, care vor asigura un debit de apă Q [m^3/s] la o cădere H [m]. Energia hidraulică pe durata t [ore] E = 9,81 Q.H.t în kWh trebuie transformată într-o formă utilă consumatorului. În acest scop este folosit un motor hidraulic (turbină sau roată) care se cuplează la o maşină de lucru. Aceasta poate fi un generator electric care alimentează consumatorii printr-o reţea de distribuţie, sau poate fi o maşină de lucru (gater, moară etc.). Această structură reprezentată în figura 4 impune, din considerente funcţionale, existenţa unui sistem de reglaj care să adapteze motorul hidraulic la cerinţele maşinii de lucru. De asemenea, uneori trebuie să existe un sistem de protecţie, supraveghere, comandă asupra întregii amenajări.

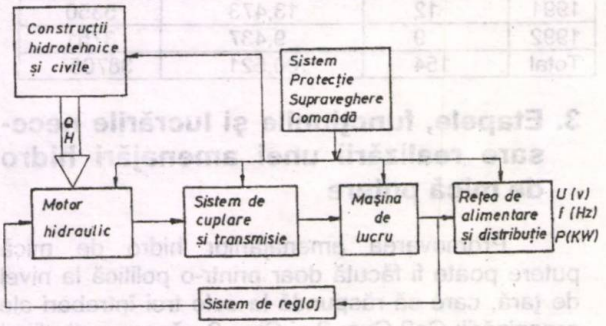


Fig.4. Structură/componenţă a unei μCHE.

Aceste precizări au fost făcute cu scopul evidenţierii faptului că sunt necesare pentru realizarea lor cunoştinţe din mai multe domenii: hidrologie, hidraulică, geologie, construcţii, economie-finanţe, legislaţie şi relaţii contractuale, maşini hidraulice şi electrice şi altele, fapt care face necesară existenţa unui centru de consultanţă care să permită furnizarea informaţiilor şi a serviciilor aferente. Aici s-ar putea asigura şi o bancă de date, special prelucrate, pentru a fi utilizate de potenţialii beneficiari.

Pentru realizarea unei amenajări hidro de mică putere trebuie parcurse o serie de etape care pot fi grupate astfel:

1 - posibilitatea tehnică de amenajare; 2 - analiza rentabilităţii; 3 - posibilitatea finanţării; 4 - obţinerea avizelor; 5 - proiectul final al amenajării; 6 - execuţia, punerea în funcţiune, recepţia, exploatarea.

Deci un viitor proprietar/beneficiar al unei amenajări hidraulice de mică putere trebuie pus în legătură cu un proiectant/antreprenor în cazul realizării unei microhidrocentrale.

Succesiunea etapelor de realizare este arătată în organigrama din figura 5 [7]. Este clar că parcurgerea etapelor din organigramă necesită lucrări şi pregătiri de specialitate. La amenajările de foarte mică putere, realizabile de persoane particulare sau mici întreprinzători, asociaţii etc. poate fi realizată majoritatea lucrărilor de execuţie de către ei însăşi, dar pe baza unei documentaţii şi planuri de execuţie realizate în conformitate cu reglementările şi normele legale în vigoare.

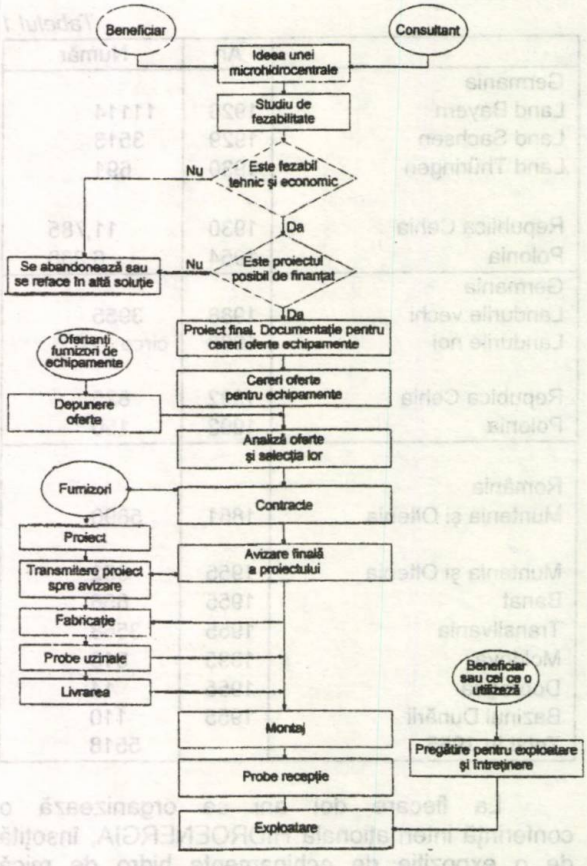


Fig.5. Organigrama realizării unei amenajări microhidro.

Pentru ca această acţiune să poată fi realizată eficient, similar procedurilor din ţările Uniunii Europene, cea mai mare parte din activităţile de evaluări ale potenţialului disponibil local, prelucrarea datelor hidraulice, studii de prefezabilitate şi fezabilitate, cercetarea în domeniu şi amenajările demonstrative sunt susţinute din fonduri publice, beneficiarii suportând doar lucrările strict legate de existenţa amenajării concrete (cererile de oferte, contractele, achiziţionarea echipamentelor, execuţia şi montajul, încercările şi

darea în exploatare). În figura 6 este prezentată o propunere de susţinere financiară a activităţilor legate de promovarea μCHE. Evident, în unele situaţii specifice, anumite etape se rezolvă simplu, ceea ce va reduce durata execuţiei.

5. Proiectul HyEco privat

Materializarea ideilor din prezenta lucrare ar putea fi realizată printr-o organizare care să cuprindă înfiinţarea unui centru de consultanţă, a

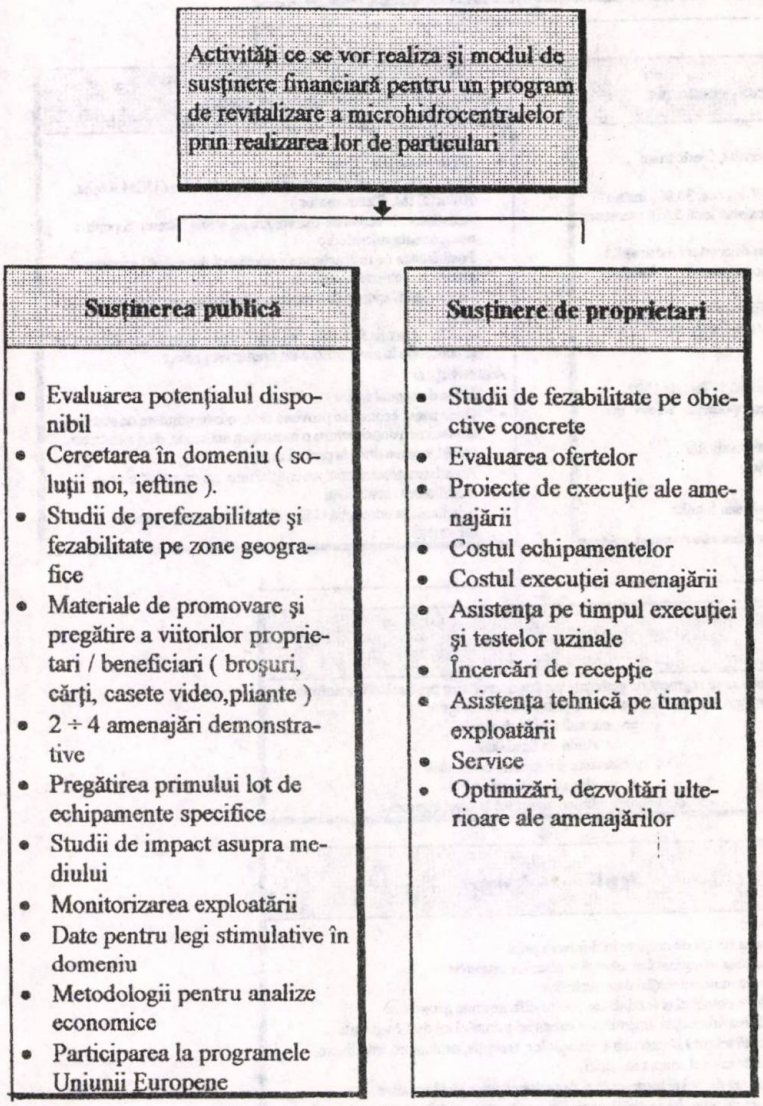


Fig.6. Variantă de susţinere financiară.

4. Strategia pentru dezvoltarea micilor producători autonomi de electricitate din resurse hidro

În vederea dezvoltării în viitor a sectorului μCHE se propune (fig. 7) o strategie care detaliază cele patru etape [2; 3]: 1 - scopul misiunii, determinarea organizaţiei; 2 - evaluarea mediului şi a organizaţiilor; 3 - specificarea obiectivelor cadru şi 4 - determinarea strategiei.

cărui activitate să asigure funcţiunile de: consultanţă, studii, proiectare, avizări, service şi monitorizare. Activitatea, conform celor deja sesizate (vezi fig.6), s-ar derula pe baza unui program iniţial pe o perioad de circa 5 ani. Am denumit proiectul **HyEco privat** (Hidrocentrale Ecologice realizate de sectorul privat), iar asemănător programului DIANE, derulat în Elveţia [9, nr.11, pag. 33], partea care se susţine din fondul

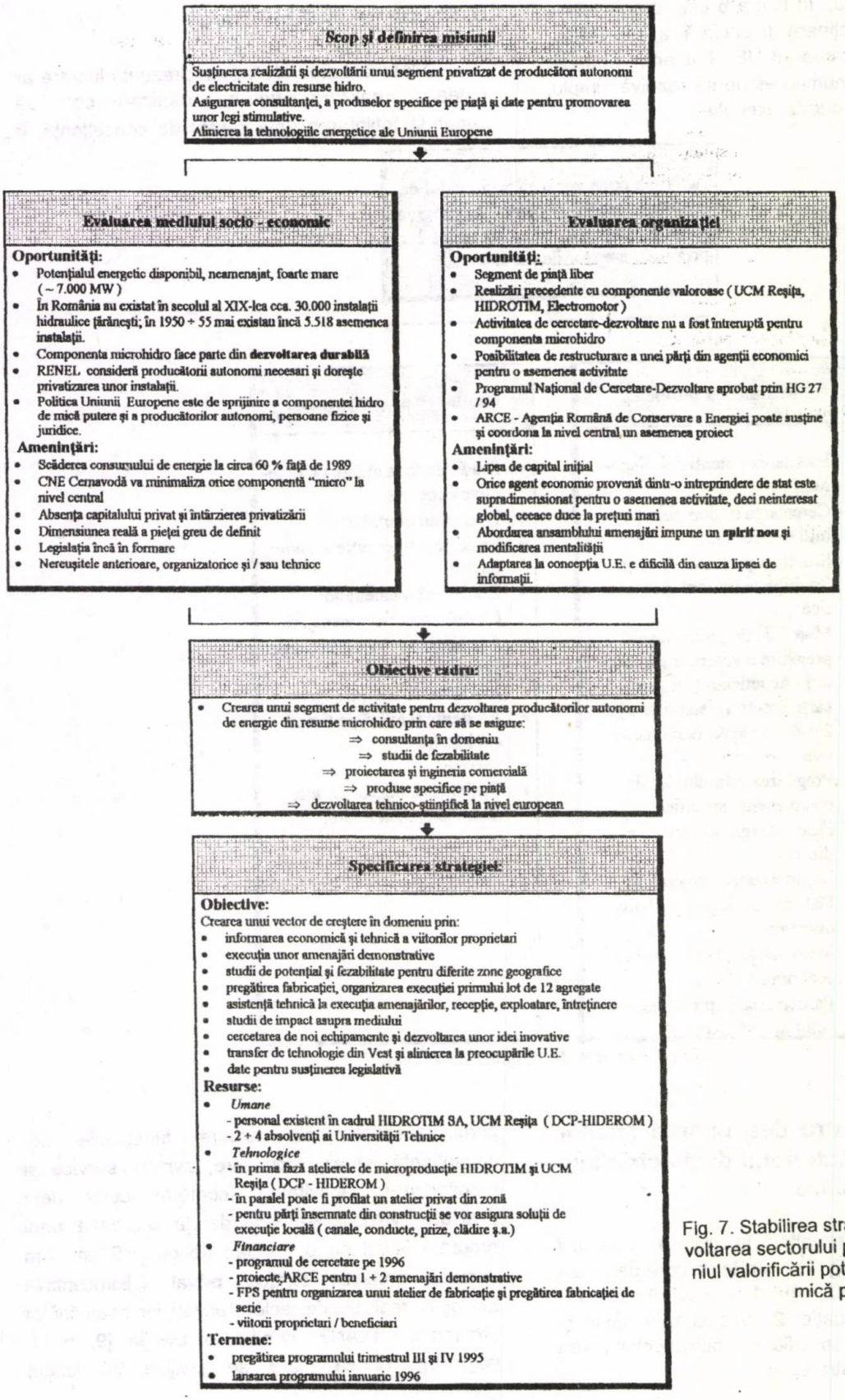


Fig. 7. Stabilirea strategiei pentru dezvoltarea sectorului particular în domeniul valorificării potenţialului hidro de mică putere

centralizat este exemplificată în figura 8. În mod concret acest centru ar putea funcţiona în cadrul HIDROTIM SA, care are o experienţă în domeniul micro, derulează în prezent o temă de cercetare pentru echipamente destinate producătorilor autonomi (turbine, generatoare, instalaţii electrice) şi pentru soluţii la nivelul amenajării [12].

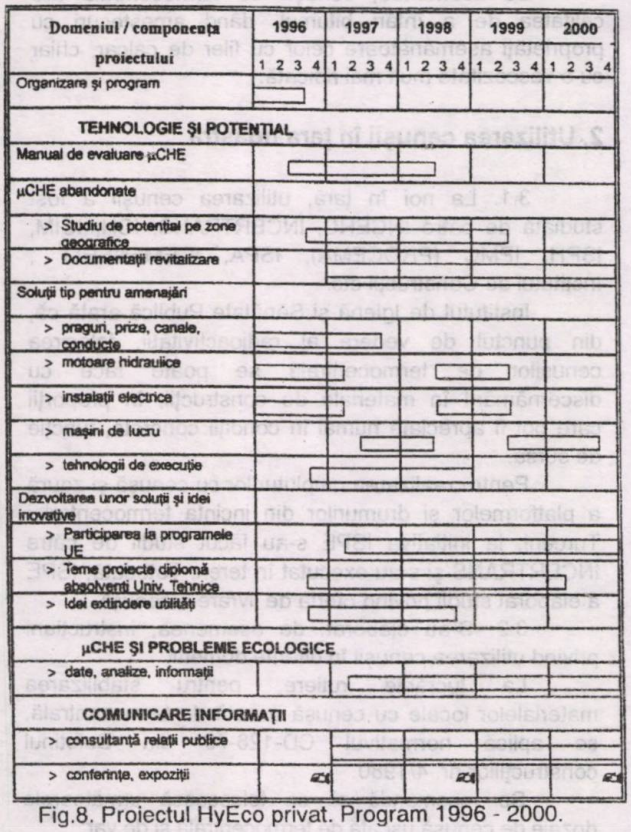


Fig.8. Proiectul HyEco privat. Program 1996 - 2000.

Concluzii

Deşi în secolul al XIX-lea numărul instalaţiilor hidraulice din România era de ordinul zecilor de mii, naţionalizarea făcută în 1948 a desfiinţat în totalitate producătorii particulari de energie din resurse hidraulice, aceştia fiind deposedaţi complet de orice instalaţie. În continuare instalaţiile microhidro au fost abandonate şi majoritatea dezafectate. Programul început în 1975 nu a dat rezultatele aşteptate, datorită mecanismului economic supercentralizat, aflat aproape de blocaj.

În prezent, este tot mai clar dovedit că politica energetică şi de mediu are limitări majore datorită unor consumuri mari şi risipei uriaşe. Acest fapt a impus o nouă strategie pentru problemele energetice. În condiţiile actuale, în România a fost recunoscut oficial că apariţia producătorilor autonomi de electricitate este necesară, deci limitările generate de perioada de tranziţie, pentru categoria microhidro, de ordinul kilowaţilor, poate fi înlăturată. În consecinţă, o relansare a valorificării potenţialului hidroenergetic în România poate începe cu componenta micro. Argumentele sunt cele economice (valoarea investiţiei iniţiale nu este prohibitivă, amenajările microhidro reprezintă o sursă financiară pentru zonele de deal şi munte), ecologice (investiţia în microhidro face parte din dezvoltarea durabilă) şi sociale (domeniul de activitate poate oferi locuri de muncă şi motivaţii profesionale).

Dacă la nivel de politică macroeconomică micii producători particulari de electricitate din resurse hidro reprezintă o necesitate pentru trecerea la economia de piaţă, la nivel microeconomic această problemă reprezintă o şansă pentru întreprinzători.

BIBLIOGRAFIE

[1] Behnke, R., Frackmann, H., Leuck, M. *Leitfaden zur Rekonstruktion von Kleinwasser-Kraftanlagen.* OPET - Potsdam, 1993.

[2] Hodgetts, R.M., Kuratko, D.F. *Management.* HBJ, Publishers, San Diego, New York, London, Sydney, Tokyo, Totonto, 1988

[3] Mondy, R.W., Sharplin, A., Filippo, E.B. *Management, concepts and practices,* Aliyn and Bacon, Inc. Boston, London, Sydney, Toronto, 1988

[4] Pavel, D., Voia, I. *De la roata cu făclie la turbinele hidraulice moderne* . Ed. Ştiinţifică şi Enciclopedică, Bucureşti, 1981

[5] x x x *Buletin RENEL,* anul I, nr.2, aprilie, Bucureşti, 1993

[6] x x x *CIBINUM 1967-68.* Muzeul Brukenthal Sibiu.

[7] x x x *Codul IEC 1116 - Ghid pour l'equipement electromecanique des petits amenagements.*

[8] x x x *CNE'94,* 13-16.06, Neptun, România.

[9] x x x *ESHA info* Newsletter of the European Small Hydropower Association.

[10] x x x *Hidroenergia 93,* 4 - 6 Oktober, München, Conference Proceedings.

[11] x x x *RENEL* Principalele direcţii strategice şi programul de dezvoltare şi restructurare a RENEL în perioada 1994 ÷ 2000. Bucureşti, februarie, 1994

[12] x x x *Symposium. Ecological Small Hydro Power. Social and Economic Impact. 5 - 7 octombrie Timişoara, România, 1993*

Referent: dr. ing. Gheorghe Luca - S.C. Hidroconstrucţia S.A.

(Primit la 15 iunie 1995, acceptat la 9 ianuarie 1996)

Informaţii

PREOCUPĂRI PRIVIND UTILIZAREA ŞI VALORIFICAREA CENUŞII ŞI ZGURII DE TERMOCENTRALE

Generalităţi

În legătură cu problematicile mediului înconjurător, la producţia energiei electrice pe cărbune se evidenţiază următoarele trepte:

- minerit (extragerea cărbunilor);
- prepararea cărbunelui;
- arderea cărbunelui şi producerea energiei electrice;
- gestiunea şi desfacerea deşeurilor - eliminare noxe.

Cenuşa şi zgura reprezintă deşeul principal rezultat prin arderea cărbunilor în termocentrale.

Combustibilul solid la noi în ţară fiind în majoritate lignitul, ponderea cenuşii şi zgurii ajunge până la 50 %.

Utilizarea cenuşii şi zgurii de termocentrale implică probleme tehnice, economice şi de protecţia mediului înconjurător.

Valorificarea cenuşii şi zgurii pe plan mondial se materializează prin cercetări ştiinţifice şi aplicaţii în construcţii, drumuri, industrii etc. şi de marketing, cu rezultate benefice pentru producători - cumpărători şi în special pentru mediul ambiant.

1. Caracteristici fizico-chimice ale cenuşii şi zgurii de termocentrale

Cenuşa de termocentrală este un reziduu industrial, rezultat în urma arderii rapide în cazane a prafului de cărbune la temperatura de 1200° C - 1600°C. Astfel se obţine o masă foarte fină în proporţie de 85-90 % de culoare gri, în general vitrificată, alcătuită din granule sferice, compacte sau poroase şi microzgură, cu o suprafaţă specifică mare, care poate fi uşor antrenată de un curent de aer şi împrăştiată în aer, de unde şi numele de cenuşă zburătoare.

Totodată, prin arderea cărbunelui în partea inferioară a cazanului rezultă zgură în proporţie de 10-15 %, cu dimensiuni de ordinul centimetrilor sau masă compactă, cu compoziţie similară cu a cenuşii, însă cu procent mai mare de siliciu.

Activitatea chimică a cenuşii uscate de termocentrală este de 46 % raportată la cea a unui var de calitate.

Solubilitatea materialului în apă arată că prin spălare compuşii anionici şi cationici pot fi scoşi din cenuşă. Dintre anioni predomină SO_4^{-2}, prezenţa sa în cantitate mai mică sau mai mare are importanţă în agresivitatea sulfatică asupra betonului.

Una dintre caracteristicile importante ale cenuşii de termocentrală, care face ca acest deşeu industrial să devină un material de construcţie, este proprietatea sa hidraulică, şi anume posibilitatea de a fixa hidroxidul de calciu $Ca(OH)_2$ şi de a forma hidrosilicaţi stabili.

De asemenea, cenuşa de termocentrală are calitatea de a întări bitumul, dând amestecuri cu proprietăţi asemănătoare celor cu filer de calcar, chiar cu o vâscozitate mult mai ridicată.

2. Utilizarea cenuşii în ţara noastră

3.1. La noi în ţară, utilizarea cenuşii a fost studiată de către INCERC, INCERTRANS, ICH, ICIM, ISPH, IPMC (PROCEMA), ISPA, ICEMENERG*, Institutul de Construcţii etc.

Institutul de Igienă şi Sănătate Publică arată că, din punctul de vedere al radioactivităţii, folosirea cenuşilor de termocentrală se poate face cu discernământ în materiale de construcţii, în proporţii care pot fi apreciate numai în condiţii concrete, funcţie de sursă.

Pentru realizarea umpluturilor cu cenuşă şi zgură a platformelor şi drumurilor din incinta termocentralei Turceni, la iniţiativa ISPE s-au făcut studii de către INCERTRANS şi s-au executat în teren. Totodată, ISPE a elaborat studii privind oferta de livrare a cenuşii.

3.2. S-au elaborat, de asemenea, instrucţiuni privind utilizarea cenuşii în diferite domenii.

La lucrările rutiere, pentru stabilizarea materialelor locale cu cenuşă uscată de termocentrală, se aplică normativul CD-128-79 din Buletinul construcţiilor nr. 4/1980.

Se recomandă să se folosească următoarele dozaje de cenuşă uscată de termocentrală şi de var:

I) pentru balasturi:

- cenuşă	10, 20, 30 %
- var	2 - 5 %

II) pentru nisipuri:

- cenuşă	10, 20, 30, 40, 50 %
- var	2, 4, 6 %

Pentru betoane rutiere se aplică normativul CD-147-85 din "Buletinul construcţiilor" nr. 9/1985.

La betonul rutier marca B 350 din stratul de rezistenţă, valoarea maximă a raportului cantitate de cenuşă/cantitate de ciment va fi de 0,15 pentru cenuşa provenită de la termocentralele Mintia, Işalniţa, Doiceşti, Oradea, Comăneşti şi Rovinari (cu analize privind unele caracteristici).

Bineînţeles că pentru orice lucrare se fac determinările necesare şi se vor putea utiliza cenuşi şi de la alte termocentrale după agreerea preliminară de către un institut de specialitate pe bază de cercetări de laborator.

* GSCI de la 1 decembrie 1995.

În tabelul 1 sunt cuprinse caracteristicile şi condiţiile tehnice pe care trebuie să le îndeplinească cenuşa zburătoare la lucrări rutiere şi betoane rutiere.

Tabelul 1

Caracteristici ale cenuşii zburătoare de termocentrală

Condiţii tehnice de admisibilitate la lucrări rutiere	Caracteristica/Termocentrală	Mintia	Doiceşti	Rovinari	Işalniţa	Oradea	Comăneşti
minimum 70 %	$SiO_2 + Al_2O_3 + Fe_2O_3$	84,67	82,70	77,60	82,03	80,35	82,25
maximum 10 %	Reziduu pe sită 0,2	5,25	10,25	11,87	4,71	1,90	-
maximum 5 %	Pierderi la calcinare (substanţe combustibile)	0,81	2,78	2,78	2,02	2,03	1,13
maximum 1 %	Umiditate	0,13	0,33	0,33	0,30	0,38	-
maximum 4 %	MgO	1,70	2,56	2,56	2,42	2,18	3,10
maximum 3 %	SO_3	0,82	1,07	1,07	1,23	2,03	0,93
	CaO	5,91	6,11	6,11	8,46	9,17	7,03
	Na_2O	0,62	0,95	0,95	0,57	0,60	1,60
	K_2O	1,45	2,09	2,09	1,65	1,87	3,46
	Reziduuri insolubile	80,44	-	-	83,02	81,75	-

Totodată, există normative pentru prefabricate din beton, betoane etc. urmând a se elabora şi alte astfel de acte.

La noi în ţară, cenuşa s-a utilizat la: umplutură pentru drumuri, suprastructura drumurilor, diguri pentru depozitele de zgură şi cenuşă, industria cimentului, amenajări hidroenergetice, industria petrolieră extractivă, betoane, elemente prefabricate din beton armat, tuburi din beton, blocuri mici de zidărie etc. De asemenea, s-a experimentat cultivarea legumelor, cerealelor, viţei de vie şi a pomilor fructiferi pe suprafeţe reduse ale depozitelor de cenuşă şi s-au obţinut recolte remarcabile. Se propune reanalizarea intensificării utilizării cenuşii la drumuri publice, fabrici de ciment, ameliorarea solului, umplerea minelor şi în alte domenii, ca şi eventuala exportare a cenuşii de la CET Oradea şi alte CET, în Ungaria sau alte ţări situate de-a lungul unor căi navigabile, pentru drumuri şi industria construcţiilor.

3. Valorificarea cenuşii în alte ţări

În unele ţări (Anglia, Franţa, SUA, Polonia, Cehoslovacia, Olanda etc.) este folosită cenuşa în proporţie 20-100 % în domeniul construcţiilor, drumurilor, industriei chimice, industriei ceramice, industriei extractive etc. SUA şi cele 12 ţări europene (occidentale) produc circa 70 miloane tone cenuşă pe an.

4.1. În Olanda, cenuşa zburătoare se vinde aproape în totalitate. În figura 1 se arată producţia şi utilizarea cenuşii zburătoare în Olanda.

a) Aplicaţiile curente pentru cenuşa zburătoare sunt următoarele:

- în industria cimentului s-a vândut 69 % în 1991;
- la agregate (pietriş şi nisip) realizate prin arderea (sintetizarea) cenuşii în procent de circa 15 %;
- la filer în asfalt din îmbrăcămintea drumurilor (9 %);
- adaos de ciment în beton (5 %);
- strat de bază şi ramblee la drumuri.

b) Zgura şi cenuşa căzute în focarul cazanului, care, de obicei, se evacuează în depozite, a fost folosită în proporţie de 66 % ca material în infrastructura drumurilor.

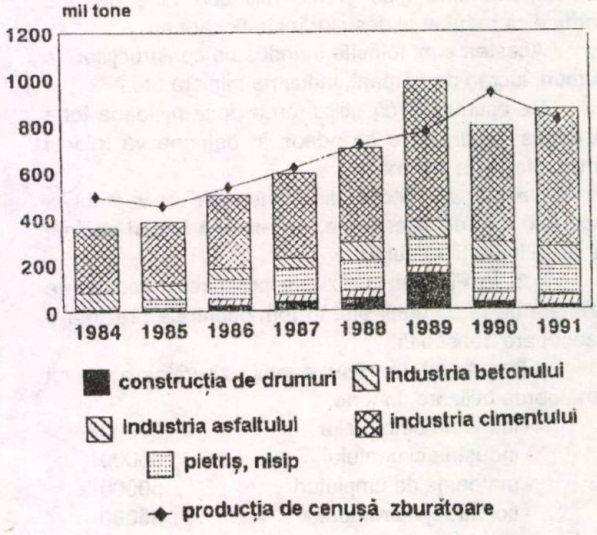


Fig. 1. Cenuşa zburătoare-producţie şi utilizare în Olanda.

Restul a fost vândută în Franţa şi Belgia pentru construcţia drumurilor şi industria cimentului.

4.2. Termocentralele care ard lignit în Germania unificată, produc circa 13 milioane tone cenuşă pe an.

4.2.1. S-au întreprins o serie de cercetări cu 15 subproiecte începute în 1960 şi intensificate în perioada 1990-1994 pentru valorificarea cenuşii rezultate prin arderea lignitului (fig.2). Costul total al cercetărilor este apreciat la 9 milioane DM.

Valorificarea cenuşii se face în construcţia drumurilor, industria construcţiilor, ameliorarea solului etc.

Agregatele rezultate prin procedeul de sintetizare (ardere) şi folosite ca materiale de construcţii au fost apreciate la preţurile:

- fracţiunile dure (pietroase) 75 DM/t
- fracţiunile magnetice 35 DM/t
- nisipul 6 DM/t

Fig. 2. Posibilităţi de cercetare şi valorificare a cenuşii zburătoare.

Universitatea din Leipzig a studiat proprietăţile cenuşii ca liant.

4.2.2. Termocentralele care ard cărbune brun, în Germania, produc 22,1 miloane tone cenuşă, 3,6 milioane tone gips şi 0,5 milioane tone de alte produse ca rezultat al desulfurării în fiecare an.

Acestea sunt folosite în industria construcţiilor, la drumuri, lucrări de pământ, industria minieră etc.

Se estimează că utilizarea a două milioane tone de cenuşă zburătoare ca adaos în betoane va înlocui 1 milion tone de ciment.

Cenuşa zburătoare se transportă cu vaporul la circa 400 km; de asemenea, se exportă în ţări vecine, dar se şi importă cenuşă.

4.3. În Finlanda utilizarea produselor secundare rezultate de la cărbunii arşi în termocentrale prezintă o preocupare deosebită.

4.3.1. Astfel, în 1989, cenuşa zburătoare a avut următoarea utilizare, în tone:

- industria betoanelor	192000
- industria cimentului	65000
- materiale de umpluturi	50000
- construcţia drumurilor	35000
- umplerea minelor	25000
	367000

Cantităţile produse după 1993 au fost următoarele:

	tone/an
- Cenuşă zburătoare	430000
- Cenuşă şi zgură din focarul cazanului	60000
- Produse desulfurare-gips	110000
- Produse desulfurare-semiuscate	80000

4.3.2. Cu excepţia cenuşii şi zgurii din focar, toate produsele secundare au fost contractate pentru industria materialelor de construcţii.

Cenuşa şi zgura din focar sunt utilizate în principal pentru drumuri, lucrări de pământ şi umpluturi.

4.3.3. Un focar important al studiilor de cercetare este cunoaşterea cantităţilor produse şi a cumpărătorilor acestora, precum şi dotarea cu echipamentele necesare.

Pentru învingerea dificultăţilor de pătrundere a noilor produse, Finlanda propune să se aibă în vedere următoarele:

- intensificarea acţiunilor de marketing;
- suportul autorităţilor;
- standarde, manuale şi directive.

4. Influenţe asupra mediului înconjurător

4.1. Menţionăm unele aspecte privind poluarea atmosferei, subterană şi a solului la noi în ţară.

4.1.1. Cenuşa zburătoare şi mai ales praful de cenuşă rezultat de la depozitele de zgură şi neamenajate, poluează atmosfera. În ultima perioadă, s-au luat măsuri de acoperire cu pământ şi recultivare a suprafeţelor depozitelor sau aşternerea unui strat de silicat de sodiu. Prin electrofiltre se limitează poluarea de la centrală.

4.1.2. De asemenea, eventualele pierderi de apă din depozitele de zgură şi unii compuşi ai cenuşii pot polua apa subterană, dacă impermeabilizarea cu argilă nu este eficientă.

4.1.3. Prin depozitarea zgurii şi cenuşii se ocupă mari suprafeţe de teren, afectând şi solul agricol.

Dacă ne referim numai la unele dintre termocentralele de la noi, care consumă lignit:

- CTE Turceni	25 mil.tone/an
- CTE Rovinari	15 mil.tone/an
- CET Craiova-Işalniţa	15 mil.tone/an
- CET Suceava	3 mil.tone/an

şi dacă apreciem că prin arderea lignitului rezultă 30-50 % zgură şi cenuşă este necesar să depoziteze 17-27 mil.tone din acest deşeu industrial.

Suprafaţa depozitelor de zgură se apreciază la circa 700-1000 ha pentru aceste patru termocentrale, iar suprafaţa ocupată la toate termocentralele este în prezent de circa 2400 ha.

Prin arderea cărbunilor în toate termocentralele, rezultă anual circa 10 milioane tone de zgură şi cenuşă, care se transportă hidraulic integral în depozite.

4.2. În Germania, aspectele privind mediul înconjurător au primit o primă tratare cuprinzătoare prin circulara Ministerelor Mediului, al Agriculturii, Planificării şi al Lucrărilor Publice, precum şi a Administraţiei Drumurilor, utilizându-se aceste produse secundare în lucrări de pământ şi construirea drumurilor.

4.3. Experienţa Regatului Unit arată că prin utilizarea cenuşii în multe domenii, problemele de mediu înconjurător şi de sănătate (inclusiv radiaţii nesemnificative) sunt tratate benefic.

4.4. În Franţa, societatea de electricitate EDF studiază, prin unităţile de cercetare-proiectare, posibilităţile de valorificare a întregii cantităţi de cenuşă, evitându-se impactul negativ asupra mediului ambiant.

4.5. Şi la noi în ţară se preconizează să se instituie penalităţi, de către unităţile de mediu, asupra exploatării termocentralelor pentru nevalorificarea cenuşii produse.

Concluzii

Din punct de vedere tehnic şi al protecţiei mediului, valorificarea cenuşii este promiţătoare pe plan mondial prin creşterea posibilităţilor de cercetare şi utilizare, sprijinul autorităţilor şi intensificarea acţiunii de marketing etc.

Se urmăreşte, totodată, să se furnizeze produse de calitate şi să se creeze facilităţi pentru producătorii şi cumpărătorii de cenuşă.

În ţara noastră, s-au efectuat o serie de studii şi s-au emis o serie de instrucţiuni cu aplicaţii sporadice.

Concretizarea lor şi alte soluţionări practice trebuie extinse şi intensificate, pentru a putea valorifica cenuşa de termocentrală în diferite domenii, la noi, sau chiar la export.

Totodată, apare necesară crearea unor instrumente de lucru şi de stimulare şi control pentru valorificarea cenuşii.

BIBLIOGRAFIE

[1] C.D. - 128 - 79 - *Instrucţiuni tehnice departamentale pentru stabilizarea materialelor locale cu cenuşă uscată de termocentrală la lucrări rutiere,* Bucureşti.

[2] C.D. - 129 - 79 - *Instrucţiuni tehnice departamentale pentru executarea rambleelor rutiere din cenuşă de haldă de termocentrală,* Bucureşti

[3] C.D. - 137 - 89 - *Instrucţiuni tehnice pentru utilizarea cenuşii de termocentrală ca adaos la prepararea betonului folosit la realizarea elementelor prefabricate,* Bucureşti

[4] C.D. - 147 - 85 - *Instrucţiuni tehnice pentru utilizarea cenuşilor de termocentrală la prepararea betoanelor rutiere,* Bucureşti

[5] INCERTRANS - *Tehnologii de utilizare a cenuşii şi zgurii de la termocentrala Turceni la lucrările de drumuri şi platforme din incintă,* Bucureşti 1983 şi 1984

[6] Institutul de Igienă şi Sănătate Publică - *Determinarea caracteristicilor radioactive ale cenuşilor de electrofiltre din termocentrale,* Bucureşti 1993

[7] Lubbers, F. von der Poel, M.P. *Clasificarea reziduurilor de la arderea cărbunilor în termocentrale (în Olanda),* Hamburg,1993

[8] Holzapfel, T. *Valorificarea cenuşii de la lignitul ars în termocentralele din R.F. Germania* - Hamburg 1993

[9] von Berg, W. ş.a. *Utilizarea reziduurilor de la cărbunii arşi în termocentralele din R.F. Germania,* Hamburg 1993

[10] Blomster, D. *Utilizarea produselor secundare în Finlanda,* Helsinki, 1993

[11] Guvernul Regatului Unit *Utilizarea cenuşii de la termocentrale,* CSE 1994

[12] Popovici, V. *Folosirea cenuşii şi zgurii de termocentrală Bucureşti.* In: Energetica, 1988

[13] Administraţia Naţională a Drumurilor *Adresa nr.T93/130/5011995 cu precizări privind acceptarea şi rezolvarea tehnică a utilizării cenuşii în sectorul rutier,* Bucureşti, 1995.

[14] Ministerul Lucrărilor Publice şi Amenajării Teritoriului *Adresa nr. 67/25.01.1995 cu reglementări tehnice şi precizarea că la prepararea betoanelor se poate utiliza cenuşa cu acordul proiectantului.* Bucureşti, 1995.

ing. Dan Gheorghiu; ing. Radu Stoenescu; ing. Ştefan Georgescu; ing. Vasile Popovici

Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE, Bucureşti

De institutions

V.G.B. (VEREINIGUNG DER GROSSKRAFTWERKSBETREIBER)

Asociaţia Operatorilor din Centralele Electrice Mari

În luna august 1995 RENEL s-a afiliat la VGB.Este necesară cunoaşterea acestei prestigioase asociaţii internaţionale de către un număr cât mai mare de specialişti români care activează în domeniul centralelor electrice, în vederea participării eficiente la activităţile VGB şi pentru a se beneficia de avantajele oferite de această afiliere.

Prezentare generală

VGB, cu sediul la Essen, Germania, a fost fondată în 1920, având ca principale obiective: îmbunătăţirea siguranţei în funcţionare, a disponibilităţii , a randamentului şi compatibilităţii cu mediul ambiant, standardizarea şi elaborarea unor îndrumare tehnice în domeniul centralelor termoelectrice şi nucleare. VGB susţine activitatea în domeniul recipientelor sub presiune şi al cazanelor de abur, precum şi reglementările în domeniul nuclear.

Activitatea acestei asociaţii se desfăşoară prin:

- comitetele tehnice pentru evaluarea şi schimbul de experienţă privind funcţionarea centralelor electrice;
- informarea membrilor în legătură cu experienţa recent acumulată şi descoperirile în domeniu;
- colectarea, evaluarea şi utilizarea publicaţiilor în domeniul centralelor termoelectrice cu transfer de know-how la membri;
- elaborarea unor ghiduri şi recomandări interne având ca scop îmbunătăţirea siguranţei, disponibilităţii, economicităţii, compatibilităţii cu mediul ambiant şi dezvoltarea centralelor termoelectrice;
- susţinerea pregătirii personalului obişnuit al centralelor electrice şi pregătirea superioară a personalului cu responsabilităţi importante în centralele electrice;
- consfătuiri între membri cu privire la proiectarea şi construcţia centralelor termoelectrice;
- investigarea şi examinarea unor cazuri de funcţionare greşită şi a procedurilor de exploatare în centralele termoelectrice;
- auditarea constructorilor de centrale termoelectrice cu ajutorul ghidurilor pentru centralele termoelectrice şi condiţiilor de suport tehnic;
- elaborarea, susţinerea şi derularea unor programe de cercetare şi dezvoltare.

Organizarea VGB

În prezent, VGB are peste 480 companii membre, dintre care 170 companii sunt din alte 31 ţări decât Germania (15 de peste ocean). Majoritatea membrilor negermani sunt din Comunitatea Europeană, dar şi din Africa de Sud (ESKOM), SUA, China, Rusia şi România.

Schimbul de experienţă se realizează în mai mult de 100 comitete, care cuprind peste 1500 experţi din rândul membrilor ordinari. Organizarea lor constă din: 7 comitete generale, 45 comitete tehnice, 33 comisii de lucru şi o mulţime de grupe de lucru ad-hoc pentru sarcini speciale limitate în timp. Experţii din firmele constructoare sunt invitaţi să participe la schimbul de experienţă ca "oaspeţi", când se consideră necesar. Întâlnirile sunt organizate şi suportate de cartierul general VGB. 150 experţi din comitetele tehnice sunt din afara Germaniei. Recomandările, ghidurile şi instrucţiunile pentru construcţia şi exploatarea centralelor termoelectrice sunt elaborate pe baza informaţiilor strânse în cadrul schimbului de experienţă.

Activitatea comitetelor este publicată regulat în "*VGB Informations for Members*". Fiecare comitet nu are mai mult de 20 de membri. Un membru al unui asemenea comitet poate forma în ţara lui un comitet naţional similar.

Schimbul de experienţă se mai poate face anual prin Congresul VGB şi circa 15 seminare şi conferinţe. VGB este reprezentantul firmelor germane de profil nuclear în World Association of Nuclear Operators (WANO). VGB are o şcoală de pregătire a specialiştilor (maiştrilor şi tehnicienilor) din cadrul centralelor electrice, precum şi un simulator. Specialiştii VGB lucrează şi în comitete care nu aparţin VGB şi care elaborează normative (Comitetul Cazanelor Germane - DDA şi Comitetul Nuclear - KTA).

VGB este autorizat de organismele federale să elaboreze reglementările tehnice în domeniul centralelor electrice şi, de asemenea, are ca atribuţie din partea Comunităţii Europene să elaboreze standardele în domeniu. Publicaţia lunară a VGB (*VGB Kraftwerkstechnik*) prezintă articole referitoare la problemele la zi în domeniul centralelor electrice şi soluţionarea lor. După un an apare traducerea în limba engleză a aceloraşi articole.

Raportul anual al VGB prezintă, printre altele, activitatea comitetelor VGB, detalii ale stadiului actual şi perspectivele dezvoltării tehnologiilor în domeniul centralelor electrice. Se trece în revistă activitatea în domeniul centralelor electrice din ţările membre.

Domeniile (comitetele de specialitate) de activitate ale VGB sunt:

A. Comitetul General VGB: **"Centrale termoelectrice"**
Comitete de specialitate:
1. Termodinamică, studii, proiecte
2. Cazane de abur şi exploatarea cazanelor de abur
3. Centrale electrice industriale şi de termoficare
4. Turbine cu abur şi exploatarea turbinelor cu abur (inclusiv condensatoare)
5. Turbine cu gaze şi exploatarea lor
6. Automatizare
7. Pompe
8. Ventilatoare
9. Conducte, armături
10. Turnuri de răcire
11. Disponibilitate şi avarii
12. Mentenanţă şi revizii
13. Protecţii la incendii
14. Protecţia muncii
15. Pregătirea personalului
16. Schimb de experienţă de exploatare (inclusiv domeniul nuclear)
17. Normative
18. Centrale nuclearoelectrice

B. Comitetul general VGB: **"Arzătoare"**
Comitete de specialitate:
1. Prepararea combustibilului
2. Arderea cărbunelui pulverizat
3. Instalaţii de gazificare a cărbunelui
4. Arderea în strat fluidizat
5. Arderea păcurii şi gazului natural
6. Utilizarea tehnică a reziduurilor
7. Produsele secundare ale centralelor electrice

C. Comitetul general VGB: **"Emisii"**
Comitete de specialitate:
1. Ape reziduale
2. Imisii în zonele înconjurătoare
3. Reducerea zgomotului
4. Epurarea aerului

D. Comitetul general VGB: **"Chimia în CTE"**
Comitete de specialitate:
1. Chimia apei în CTE
2. Prepararea apei
3. Chimia în CNE
4. Chimia combustibililor şi a gazelor de ardere

E.Comitetul general VGB: **"Materiale şi solicitări"**
Comitete de specialitate:
1. Tehnologia materialelor convenţionale
2. Tehnologia materialelor nucleare
3. Supravegherea construcţiei şi montajului

F.Comitetul general VGB: **"Construcţii civile"**
1. Tehnologia construcţiilor generale
2. Informatica în construcţii
3. Tehnologia construcţiilor în centralele nuclearo-electrice
4. Construcţii hidro
5. Măsurători
6. Protecţia la incendii
7. Bazele construcţiei centralelor electrice
8. Coşuri de fum
9. Tehnologia construcţiei turnurilor de răcire

G. Comitetul general VGB: **"Utilizarea deşeurilor (reglementări)"**
Comitete de specialitate
1. Materiale de construcţii din deşeuri
2. Resturi şi reziduuri
3. Produse secundare din CTE

Comitetele de specialitate prezentate mai sus elaborează, ca rezultat principal al schimbului de experienţă, ghidurile şi recomandările în domeniul centralelor electrice.

În concepţia VGB legislaţia tehnică trebuie să fie elaborată în mod expres în urma schimbului de experienţă.

Alimentarea cu energie electrică este una din ramurile costisitoare din punctul de vedere al investiţiilor, care nu beneficiază de stocarea energiei, de aceea rezerva de putere necesară trebuie dimensionată cu multă responsabilitate. O astfel de rezervă de putere foarte scumpă se poate reduce prin ridicarea disponibilităţii echipamentului, care se poate obţine tot printr-un intens schimb de experienţă. Aceste considerente constituie raţiunea de a exista a VGB şi, în particular, a comitetelor de specialitate care elaborează instrucţiunile tehnice corespunzătoare. Acestea acoperă - cu excepţia tehnologiilor de înaltă tensiune - practic, întregul domeniu al ingineriei centralelor termoelectrice.

Comitetele se întrunesc de patru ori pe an, în funcţie de volumul activităţii. Fiecare membru VGB are dreptul să-şi trimită reprezentanţi în comitetele de specialitate, să contribuie cu experienţa sa şi să pună întrebări în legătură cu problemele dificile pe care nu le poate rezolva singur.

Agenda sesiunilor cuprind cel mai adesea:
- rapoarte despre tehnologii noi;
- rapoarte despre experienţa obţinută în practică.

Un exemplu de o astfel de activitate este edificator: în anii anteriori când blocurile alimentate cu combustibil fosil erau forţate să funcţioneze la sarcină parţială cu multe porniri şi opriri zilnice, o problemă stringentă au devenit optimizarea metodelor de pornire în funcţie de costuri, timpul de pornire şi conservarea componentelor cu pereţi groşi.

Comitetul tehnic *Cazane de abur şi exploatarea lor* a colectat şi evaluat documente relevante despre situaţia pornirilor în multe centrale electrice şi, pe baza acestora, a fost în stare să facă o orientare referitoare la situaţia din oricare centrală.

În paralel cu aceasta, pe baze ştiinţifice, au fost dezvoltate şi testate programe de analiză şi control, care permit optimizarea pornirilor în condiţiile concrete oricărei situaţii.

Acelaşi lucru se face şi cu turbinele de abur, turnurile de răcire hibride etc.

Un caz special îl reprezintă instalaţiile unde nu există experienţă: cele de desulfurare şi de reducere a NO_x, care s-au instalat în mare grabă, datorită legislaţiei dure din Germania cu referire la protecţia mediului ambiant, şi nu a fost timp să se acumuleze experienţă. Aceasta a început să fie colectată chiar pe prototipuri. Elaborarea instrucţiunilor pe baza acestei experienţe este mai puţin costisitoare, dar viitorul va arăta dacă a fost corectă evitarea investigaţiilor statistice ale avariilor în diferite instalaţii de desulfurare. Acelaşi lucru este valabil şi instalaţiile de reducere a NO_x.

Un exemplu interesant de funcţionare a unui comitet de specialitate îl reprezintă cel al *Standardelor de Inginerie nucleară*, care colaborează zilnic cu WANO şi cu INPO din Atlanta.

O problemă deosebită a schimbului de experienţă este cea a "păstrării secretului" în legătură cu tehnologiile noi. S-a dovedit, ca şi în cazul dezvoltării automobilului (care la un moment dat a fost stopată printr-o excesivă politică de păstrare a secretului), că o mentalitate mai puţin rigidă în legătură cu acest secret poate aduce avantaje consistente.

În prezentarea generală a activităţii nu pot lipsi *Şcoala de Centrale Electrice* şi *Fundaţia de Cercetare.*

Şcoala pregăteşte muncitori, maiştri şi tehnicieni şi este autorizată să-i atesteze în domeniul centralelor electrice pentru toată ţara.

Stimularea schimbului de experienţă până la nivelul de cercetare-dezvoltare se face prin Fundaţia de Cercetare a VGB. Fundaţia, care are un potenţial financiar redus, încearcă să ofere capitalul iniţial pentru a interesa alţi potenţiali colaboratori, precum fabricanţii, departamentele de cercetare guvernamentale sau alte întreprinderi, care să ofere o finanţare ulterioară 9confinanţare)

În tabelul de mai jos sunt prezentate proiectele C &D elabordate sau în curs de elaborare de către Fundaţia de Cercetare a VGB.

Proiecte sponsorizate de VGB

Nr. proiete	Descrierea proiectului	Perioada	Finanţare (10^3 DM)				
			Fonduri VGB	Fonduri CTE	Fonduri publice	Alte fonduri	Total
0	1	2	3	4	5	6	7
28	Siguranţă (componente CNE)	1978-92	-	10264	23300	27636	61200
79	Relaxarea îmbinărilor cu şuruburi	1986-93	-	-	237	-	237
83	Teste de presiune internă în coturi de ţevi	1986-94	925	750	5000	3992	10667
106	Efectele vântului asupra turnurilor de răcire cu tiraj natural	1990-93	115	110	-	-	225
108	Măsurători în canalele de transport al cărbunelui pulverizat	1991-93	108	-	145	108	361
109	Cenuşa rezultată din arderea în strat fluidizat	1991-93	59	120	179	-	358
111	Ciclu combinat cu gazeificare	1991-93	206	-	-	-	206
112	Sudura fontei ductile	1991-94	-	-	322	-	322
113	Investigaţii asupra N_2O din focarele cu ardere în strat fluidizat	1991-93	173	-	-	97	270
114	Formarea N_2O în timpul arderii cărbunelui	1991-93	196	-	-	114	310
115	Atacul clorului asupra betonului preparat din cenuşa zburătoare	1991-96	108	-	-	-	108
117	Prelucrabilitatea betonului din cenuşa zburătoare	1992-94	-	-	349		349
118	Reducerea zgomotului în armături	1992-94	-	-	239	-	239
119	Curgerea în treptele finale ale turbinelor cu abur	1992-94	-	300	425	-	725
120	Ştiinţa în domeniul arderii cărbunelui	1992-94	120	-	1046	229	1395
121	Curăţirea la temperatură înaltă a gazului provenit din gazeificarea cărbunelui	1992-94	200	-	-	-	200
122	Cenuşa zburătoare în construcţia asfaltului pentru drumuri	1992-94	240	-	-	-	240

Tabel (continuare)

0	1	2	3	4	5	6	7
123	Adăugarea de apă în timpul evaporării şi condensării	1993	150	-	-	50	200
124	Analiza avariilor prin sistem expert şi estimarea duratei de viaţă restante	1993-94	1500	-	-	-	1500
125	Beton din cenuşă zburătoare	1993-94	100	260	-	-	360
126	Cercetări în domeniul apelor	1993-94	30	-	-	-	30
127	Măsurarea umidităţii cu ultrasunete	1993-95	450	-	-	-	450
128	Materiale feritic-austenitice	1993-95	250	-	-	-	250
129	Cercetări ale materialelor sovietice	1993-94	90	91	-	133	314
130	Beton din cenuşă cu sulfaţi	1993-95	130	-	-	-	130
131	Bilanţ ecologic al arderii deşeurilor	1993-95	275	-	-	-	275
132	Reacţii la temperaturi înalte ale particulelor fine	1993-96	174	-	290	191	655
133	Întinderea până la rupere a materialului P91	1993-99	177	206	-	735	1118
134	Compatibilitatea cu mediul ambiant a betonului din cenuşa zburătoare	1994-96	156	-	626	470	1252
135	Schimbul de masă în instalaţiile de spălare a gazelor de ardere	1994-96	270	-	-	-	270
136	Materiale noi pentru cazane	1994-98	66	-	-	1164	1230
137	Reducerea zgomotului la turbinele cu gaze	1994-96	294	228	-	228	750
138	Curgerea în coşurile de fum	1994	60	-	-	-	60
	Total		6406	12329	32158	35147	86256

Serviciile de care beneficiază membrii ordinari ai VGB

Pentru membrii ordinari Oficiul central al VGB asigură următoarele prestaţii:

- consultanţă în probleme de detaliu ale proiectării, realizării (supravegherea lucrărilor de construcţii/montaj), exploatării şi întreţinerii (inspecţii de constatare). Se includ şi probleme de materiale, preparare a apei de alimentare, răcire, tehnologii de protecţie a mediului ambiant, protecţie contra incendiilor etc.;
- un exemplar gratuit al revistei *VGB - Kraftwerkstechnik*;
- un exemplar gratuit din *VGB - Informationen,* conţinând informaţii despre evenimentele actuale din VGB întocmite de inginerii specialişti din Oficiul central;
- obţinerea informaţiilor VGB la preţul rezervat membrilor VGB;
- participarea la manifestările VGB (congresul anual, conferinţe, sesiuni de specialitate, seminarii) la preţul rezervat membrilor VGB;
- participarea la schimbul de experienţă între membrii VGB;
- referatele comitetelor de specialitate.

Avantajele afilierii RENEL la VGB

- participarea specialiştilor români în comitetele VGB din Germania pentru a se obţine transferul de cunoştinţe în România;
- organizarea în România a unui comitet VGB echivalent; membrii români ai comitetelor germane ale VGB ar putea fi preşedinţii grupelor VGB echivalente din România;
- repetarea în România a unor conferinţe VGB; ca un prim pas s-a organizat seminarul KKS (sistemul de identificare în centralele electrice) la Bucureşti în octombrie 1994; o altă ofertă a VGB este organizarea în România a Conferinţei VGB "Prelungirea duratei de viaţă a componentelor centralelor electrice" (repetarea celei ţinute la Moscova în 1994 şi care a fost sponsorizată de către Comunitatea Europeană);
- participarea unor experţi din centralele electrice româneşti la activitatea obişnuită (în special de revizie) din centralele electrice germane pentru a se familiariza cu tehnologiile moderne şi a deveni multiplicatori ai acestora în România;
- şcolarizarea personalului român în Germania;
- stabilirea unui parteneriat între centralele electrice din România şi ţări membre VGB;
- participarea VGB drept consultant obiectiv al retehnologizării echipamentului centralelor electrice din România;
- facilitarea găsirii unor parteneri vest-europeni pentru colaborarea în cadrul programelor Comunităţii Europene (la unele chiar grupele de cercetare VGB) ;
- oferirea unui post de inginer rezident al RENEL la oficiul VGB;
- obţinerea unui copyright convenabil pentru manualele KWS (Şcoala de Centrale Electrice) şi alte publicaţii ale VGB;
- obţinerea unui număr suplimentar de exemplare ale revistei VGB - Kraftwerkstechnik;
- obţinerea dreptului de copyright gratuit pe o durată de 5 ani pentru traducerea revistei VGB - Kraftwerkstechnik în limba română .

ing. Anton Roşu-GSCI

CONTENTS

Eugeniu Pavel : Editorial 51

Constantin Neaga: The influence of the internal mineral masas upon the coke particle burning dynamic 52 - 59

Liviu Dragoş, Cătălin Flueraru, Silvia Pressel, Carmen Neagu, Anton Roşu: Application of the circulated fluidized bed combustion technology, for the Comanesti plant rehabilitation 60-65

Liana Turcu, Andrei Zabunov: Issues on establishing the residual life of the process steam and the intermediary hot steam pipes 66-71

Ovidiu Ţuţuianu, Emil Dan Fulger, Anca Vieru, Mihai Feher: Premises and solutions to a gaseous pollutants global approach related to all thermopower plants of RENEL 72-75

Daniela Scripcariu, Mircea Scripcariu, Gheorghe Comănescu, Pavel Buhuş: A point of view on selecting financial criteria for investment projects & on uptating the power outfits 76-79

Iacob Voia: Small producers of hydroelectricity in Romania. Demand and chance 80-87

NEWS

Dan Gheorghiu, Radu Stoenescu, Ştefan Georgescu, Vasile Popovici: Concerns on best utilization of ash and slag coming from thermopower plants 88-91

DE INSTITUTIONIS

Anton Roşu: VGB - Vereinigung der Grosskrafwerksbetreiber (great Plants Operator Association) 92-95

WORLD ENERGY NEWS 59

DE PERSONIS 71

SOMMAIRE

Eugeniu Pavel: Editorial 51

Constantin Neaga: Influence de la masse minérale interne sur la dynamique de la combustion du particule de coke 52-59

Liviu Dragoş, Cătălin Flueraru, Silvia Pressel, Carmen Neagu, Anton Roşu: Application de la technologie de combustion en lit fluidisé circulant pour la réhabilitation de la centrale de Comanesti 60-65

Liana Turcu, Andrei Zabunov: Problemes du calcul de la réserve de vie des conduits de vapeur vive et de vapeur intermédiaire chaude 66-71

Ovidiu Ţuţuianu, Emil Dan Fulger, Anca Vieru, Mihai Feher: Prémisses et solutions pour une approche globale des émissions de polluants gazeux sur l'ensemble des centrales thermiques de RENEL 72-75

Daniela Scripcariu, Mircea Scripcariu, Gheorghe Comănescu, Pavel Buhuş: Un point de vue sur les criteres pour le choix des projets d'investissements et pour la réhabilitation des installations electriques 76-79

Iacob Voia : Le petits producteurs d'énegie hydraulique en Roumanie. Nécessité et chance 80-87

INFORMATIONS

Dan Gheorghiu, Radu Stoenescu, Ştefan Georgescu, Vasile Popovici: Préoccupations pour l'utilisation et la valorisation des cendres et scories des centrales thermiques 88-91

DE INSTITUTIONIS

Anton Roşu: VGB - vereinigung der grosskraftwerksbetreiber (L'Association des Operateurs des Grandes Centrales) 92-95

L'ENERGIE DANS LE MONDE 59

DE PERSONIS 71

INHALT

Eugeniu Pavel : Leitartikel 51

Constantin Neaga: Der Einfuß der inneren Mineralmasse auf die Brenndynamik des Koksteilchens 52-59

Liviu Dragoş, Cătălin Flueraru, Silvia Pressel, Carmen Neagu, Anton . Roşu: Die Anwendung der ZWS-Technologie (Wirbelschichtverbrennung) bei der Rehabilitierung des kW Comăneşti 60-65

Liana Turcu, Andrei Zabunov: Fragen bei der Bestimmung der Restlebensdauer der Frischdampfund Zwischendampfrohrleitungen 66-71

Ovidiu Ţuţuianu, Emil Dan Fulger, Anca Vieru, Mihai Feher: Voraussetzungen und Loesungen fuer eine globale Betrachtung gasfoermiger Schadstoffemission aus der Gesamtheit der RENEL - Kraftwerke 72-75

Daniela Scripcariu, Mircea Scripcariu, Gheorghe Comănescu, Pavel Buhuş: Ein Standpunkt zu den Wrtschaftskriterien bei der Auswahl der Investitionsprojekte zur Modernisierung der Energieanlagen 76-79

Iacob Voia: Kleine Wasserkraftwerksbetreiber in Rumaenien. Notwendigkeit und Chance 80-87

INFORMATIONEN

Dan Gheorghiu, Radu Stoenescu, Ştefan Georgescu, Vasile Popovici: Zur Frage der Nutzung und Verwertung der kW-Asche 88-91

DE INSTITUTIONIS

Anton Roşu: Die VGB - Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V. 92-95

AUS DER WELTENERGIEWIRTSCHAFT 59

DE PERSONIS 71

СОДЕРЖАНИЕ

Эуджению Павел: Редакционная статья 51

Константин Неага : Воздействие внутренной минеральной массы на динамику горения коксовой частицы 52-59

Ливиу Драгош, Кэтэлин Флуерару, Силвия Прессел, Кармен Неагу, Антон Рошу : Применение технологии горения в кипящем слое с целью реабилитации тепловой электрической станции Комэнешть 60-65

Лиана Турку, Андрей Забунов: Проблемы связаны с установлением периода продолжительности использования паропроводов энергетического блюка 66-71

Овидиу Цуцуяну, Эмил Дан Фулджер, Анка Виеру, Михай Фехер: Предпосылки и методы решения проблемы эмиссией газовых отходов на уровне тепловых электрических станций RENEL 72-75

Даниела Скрипкарю, Мирча Скрипкарю, Георге Комэнеску, Павел Бухуш : Точка зрения о критериях выбора проектов капитальных затрат 76-79

ИАКОБ ВОЯ : Маленькие производители гидроэлектричество в Румынии. Необходимость и шанс 80-87

ИНФОРМАЦИИ

Дан Георгиу, Раду Стоенеску, Штефан Джорджеску, Василе Попович : Озабоченность о наивыгодийшем использовании золи и шлаков тепловых электрических станции 88-91

DE INSTITUTIONIS

Антон Рошу: V.G.B. - Vereinigung der Grosskraftwersbetreiber 92-95

ИЗ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ 59

DE PERSONIS 71

ORSZÁGOS MŰSZAKI INFORMÁCIÓS KÖZPONTI KÖNYVTÁRA 1883

Colegiul de Redacţie a aprobat în şedinţa din 29 noiembrie 1995 temele pentru mesele rotunde care se vor organiza în cursul anului 1996

SeriaA

1. Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice
2. Informatizarea şi conducerea proceselor din centralele termoelectrice
3. Surse regenerabile de energie, stadiu actual şi perspective
4. Gestiunea căldurii în sistemele de alimentare urbană
5. Creşterea eficienţei utilizării energiei electrice şi termice
6. Politici durabile în domeniul termoficării în România
7. Modelarea şi simularea proceselor termo-hidraulice din centralele electrice

Seria B

1. Legea energiei. Politici şi strategii în domeniul energiei
2. Probleme economice. Optimizarea funcţionării reţelelor
3. Producerea energiei electrice în unităţi dispersate
4. Teoria reţelelor
5. Tehnologii electrice de utilizare a energiei
6. Centre de control. Sisteme EMS/SCADA
7. Modelarea componentelor pentru studiile de sistem (inclusiv FACTS)

La întocmirea propunerilor de articole autorii sunt rugaţi să ţină seama de această tematică.

Publicăm mai jos temele pentru sintezele bibliografice aprobate de Colegiul de Redacţie pentru revista ENERGETICA pe anul 1996

I. SERIA A

1. Noi soluţii tehnologice pentru arderea combustibililor solizi şi pentru micşorarea sau evitarea poluării
2. Soluţii şi performanţe tehnologice pentru cicluri suprapuse gaze-abur
3. Soluţii proiectate şi aplicate pentru introducerea inteligenţei artificiale în centralele electrice
4. Tehnologii perfomante la izolarea termică a conductelor şi recipienţilor din centrale. Managementul pierderilor de căldură
5. Soluţii şi performanţe tehnologice pentru introducerea izolaţiei termice în clădiri, climatizare
6. Stadiu şi performanţe în domeniul centralelor hidroelectrice. Centrale de pompaj
7. Filiera CANDU în lume. Realizări, experienţe
8. Reciclarea deşeurilor (zguri, cenuşi, deşeuri radioactive)

II. SERIA B

1. Concepte noi, strategii şi soluţii privind conducerea prin dispecer a sistemelor electroenergetice
2. Tehnologii noi bazate pe inteligenţa artificială în conducerea sistemelor electroenergetice a reţelelor şi staţiilor regionale, urbane etc. Implicaţii economice
3. Tehnologii privind transmisiile prin cabluri din fibre de sticlă. Aplicaţii în energetică
4. Izolaţia din materiale plastice la cabluri. Studiu, rezultatele experienţei anilor de exploatare
5. Performanţa aparatajului de comutaţie din staţiile electrice. Studiu, noutăţi
6. Sisteme de tarifare în lume. Comparaţia principalelor sisteme
7. Transportul în CC în lume. Stadiu, perspective
8. Transformatoare, generatoare electrice. Stadiu tehnologic. Perspective (izolaţie, răcire, protecţie etc.)

Cei ce doresc să se angajeje la întocmirea unor astfel de sinteze sunt rugaţi să se adreseze la redacţia revistei pentru lămuriri asupra conţinutului şi condiţiilor

Romania RENEL Romanian Electricity Authority

MINISTRY of INDUSTRIES

MINISTRY of RESEARCH and TECHNOLOGY

GSCI

ROMANIAN NATIONAL COMMITTEE of the WORLD ENERGY COUNCIL

Every 2 years we organize the most important event of the Romanian power engineering community with the benefit of an international participation

NATIONAL ENERGY CONFERENCE - CNE '96

September 2-5, 1996
Neptun, ROMANIA

"Improving Energy Efficiency in a Transition Economy"

CONFERENCE SECTIONS

1. Energy Policies and Strategies. Financing of energy industries.
2. Clean and Efficient Fossil Fuel Technologies. Renewables.
3. Rehabilitation/Retrofitting of Energy Facilities :
   a) electric power plants
   b) networks
4. Nuclear Energy.
5. Predictive and Preventive Maintenance Technologies for Energy Equipment.
6. Management and Process Information Systems.
7. Environment Conservation.
8. Energy Uses.

In the Program:

- Plenary session and sections
- Poster sessions
- Round tables
- Screening of technical and advertising films
- Exhibition
- Associated events :

a) *"Balkan Energy Industries. Trends and Goals"* Symposium
b) USA - Romania Seminar on *"Technical and Economic Impacts of Open Transmission Systems"*
c) Meeting of the Central and East European Group of the WEC - W/E Program

Further information and documentation available from :

the CNE '96 Secretariat
c/o GSCI
8, Energeticienilor Blvd.
79619 Bucharest 3, Romania
Tel : + 401 321 44 65
Fax : + 401 321 44 65
+ 401 321 10 10

Contact persons :
Mr Corneliu Stefanescu / Mrs Justina Nicolau

With the kind support of :
Synergy Programme (DGXVII) of EC
USAID through USEA's UPP

E 2039
FF8 000000 068361

3 ENERGETICA

SERIA A

RENEL

MAI - IUNIE 1996

ENERGETICIENI
PROTEJAȚI NATURA!

Meeting the global need for flexible automation systems

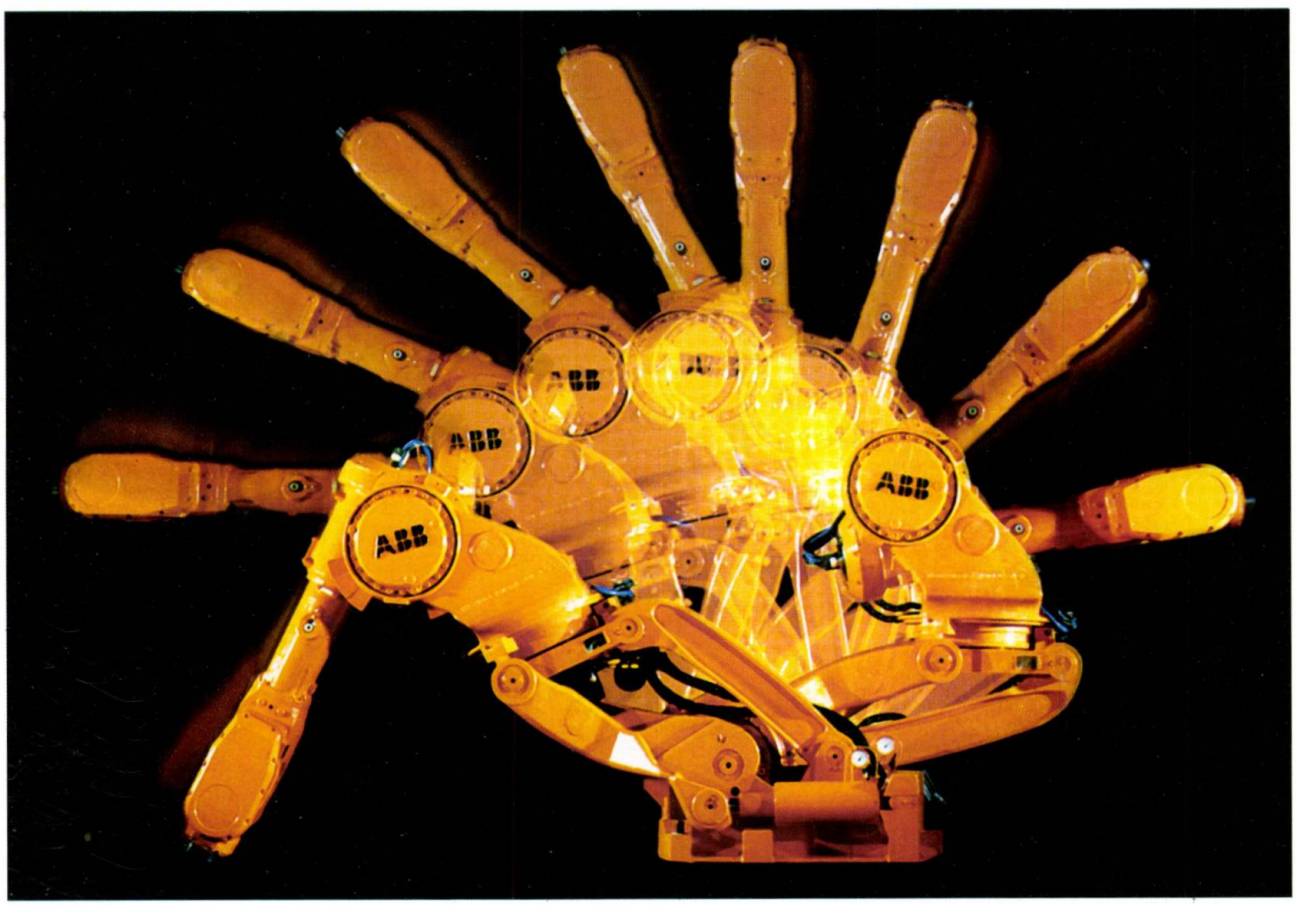


ABB Energoreparaţii Romania Ltd.
Bucharest

ABB Power T&D Ltd.
Bucharest

ABB Rometrics Ltd.
Timişoara

ABB Romania Ltd.
16, Ion Cîmpineanu street
70100 Bucharest

ABB

ORSZÁGOS MŰSZAKI KÖZPONT 1883 KÖNYVTÁR INFORMÁCIÓS

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 44 | Nr.3, SERIA A | MAI - IUNIE 1996

ISSN 1220 - 5133

Număr special "Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării"

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuând tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:

- **Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);**
- **Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);**
- **Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);**
- **ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);**
- **Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);**
- **Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)**

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparţin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parţială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacţie. Sunt autorizate numai citările destinate lucrărilor ştiinţifice şi volumelor în care acestea sunt inserate .

Revista apare alternativ în două serii :

- **seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;**
- **seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, staţiilor electrice, ale liniilor de transport şi distribuţie a energiei electrice , sisteme electroenergetice etc.**

Fiecare serie are 6 numere pe an .

CUPRINS

ANCA POPESCU: Prezentarea mesei rotunde privind *"Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării"* 99

CĂLIN MIHĂILEANU: Evoluţii recente în doctrina şi practica planificării integrate a resurselor (IRP) 100

ANCA POPESCU, DOINA POPOVICI, FLORICA BREAZU, OTILIA MARIN, MONICA POPESCU, EMIL POP, GHEORGHE VÂLCEREANU: Compararea diferitelor alternative de producere a energiei electrice în România 108

ANCA POPESCU, DOINA POPOVICI, FLORICA BREAZU, OTILIA MARIN: Problema evoluţiei viitoare a reţelei de energie a României 118

DANIELA SCRIPCARIU, MIRCEA SCRIPCARIU, AURELIU LECA: Abordări moderne ale relaţiei furnizor-consumator de energie şi participarea altor organizaţii în cadrul managementului utilizării energiei (DSM) 125

DANIELA SCRIPCARIU, MIRCEA SCRIPCARIU, AURELIU LECA : Instrumente şi măsuri necesare pentru stimularea modurilor eficiente de consum al energiei - resurse în cadrul procesului de planificare integrată a resurselor în România 130

AURELIU LECA, EMIL STATIE: Principii privind promovarea managementului gazului natural în România 135

MIHAI JADANEANT: Analiza comparativă a calculului clasic şi a celui folosind eficienţa, pentru turnurile de răcire în contracurent 140

INFORMAŢII 124; 146

OVIDIU ŢUŢUIANU: Noua lege a protecţiei mediului 134

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)322 06 92 ; (401)321 69 66/251
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

COLEGIUL DE REDACŢIE

BIROUL: dr . ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte, redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Vasile RUGINĂ - secretar de redacţie; ing. Radu OPINCARU; ing. Ion CONECINI; ing. Vladimir CONSTANTINESCU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Dan GHEORGHIU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: conf. dr. ing. Florin ALEXE; ing. Ovidiu APOSTOL; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; dr. ing. Laurenţiu GOIA; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU ; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. ing. Mircea NEMEŞ; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; conf. dr. ing. Petre POSTOLACHE; dr. ing. Dan Ion PREDOIU; ing. Radu REGMAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU

Redactor : Ana Maria CHIVU

Tiparul executat la GSCI

Redacţia şi administraţia: GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)322 06 92; (401)321 69 66/251; Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării

Managementul, în sensul modern al conceptului, în orice societate are o componentă de o deosebită importanţă, de care trebuie să se ţină seama la orice nivel, implicit în organizarea conducerii economiei : planificarea.

În societăţile moderne cu piaţă liberă, indiferent de modul de organizare impus de condiţiile locale, unde pot exista companii de electricitate mici sau mari, etatizate sau privatizate, planificarea are un rol determinant pentru stabilirea tehnicilor, strategiilor şi tacticilor, atât pe termen scurt, cât şi pe termen lung.

Dacă în regimurile totalitare planificarea are un caracter voluntarist şi practic determinist, în economia de piaţă liberă conceptul capătă dimensiuni noi, care ţin seama de scop, de drumuri critice, de metode, de datele de intrare, care, în cele mai multe cazuri, au caracter aleator.

În mod tradiţional furnizorii de energie electrică se orientau urmărind acoperirea cererii totale a consumatorilor în orice moment, cu costuri minime.

La ora actuală , furnizorii de energie electrică din lumea întreagă se confruntă cu o serie de schimbări fundamentale, şi anume : sporirea competiţiei în producerea energiei electrice, în creşterea gradului de acces la sistemele de transport pentru energia electrică, cu apariţia şi dezvoltarea concurenţei în vânzarea energiei electrice către consumatori, cu modificarea reglementărilor şi accentuarea preocupărilor faţă de consecinţele sistemelor de energie asupra mediului etc.

În acest contex, întrucât minimizarea costurilor la furnizorii de energie nu presupune neapărat şi deservirea optimă a necesităţilor energetice ale societăţii în ansamblu s-a impus lansarea unui concept nou de "Planificare integrată a resurselor" (Integrated Resources Planning - IRP) cu scopul de a realiza corelarea necesarului de servicii energetice cu costuri minime ale alimentării cu energie, având în vedere şi măsurile necesare pentru creşterea eficienţei şi dezvoltarea durabilă. Astfel, prin IRP se consideră în mod egal serviciile energetice de furnizare alături de cele de conservare a energiei. Prin urmare, *spre deosebire de planificarea tradiţională, IRP include în mod explicit eficienţa energetică ca o resursă şi oferă posibilitatea considerării externalităţilor.*

Componentele principale ale conceptului de planificare integrată în sectorul energiei sunt următoarele:

- asigurarea unei cantităţi date de servicii energetice cu costuri minime pentru energia finală (DSM);
- asigurarea unei cantităţi de energie finală cu costuri minime pentru energia primară (SSM);
- asigurarea protecţiei mediului ambiant.

Ţinând seama de schimbările majore din România ce implică şi o schimbare a mentalităţii decidenţilor în managementul sectorului energetic, au fost organizate o serie de manifestări ştiinţifice în scopul transferului de cunoscute şi informaţii asupra metodologiilor IRP şi DSM utilizate în ţări cu tradiţie.

Astfel, în România au avut loc:

- seminarul "Principii de management energetic - strategie şi legislaţie energetică", organizat în perioada 19-21 septembrie 1995, de Programul Naţiunilor Unite pentru Dezvoltare - Centrul de Management Energetic Bucureşti şi Comisia de Energetică a Academiei Române, împreună cu Electricité de France, prezentându-se "Planificarea integrată a resurselor" şi "Interrelaţia energie-mediu, realităţi şi perspective";
- seminarul "Principii de management energetic - Organizarea industriei energetice şi planificarea energetică", organizat în perioada 15-17 noiembrie 1995, de Programul Naţiunilor Unite pentru Dezvoltare - Centrul de Management Energetic Bucureşti, prezentându-se strategiile de management, IRP / DSM, relaţia furnizor-consumator, cadrul legislativ şi instituţional şi importanţa planificării pentru o dezvoltare durabilă;
- seminarul româno-canadian "Demand Side Management and Integrated Resource Planning", organizat în perioada 13-15 februarie 1996 de Programul Naţiunilor Unite pentru Dezvoltare - Centrul de Management Energetic Bucureşti, Industry Canada - Office for Technology Exchange in the Environment şi Ontario Hydro International Inc., prezentându-se metodologiile de elaborare a DSM şi IRP şi principalele moduri de implementare a acestora, cu exemplificarea unor programe DSM realizate de Ontario Hydro în condiţiile specifice pieţei canadiene.

Concluziile seminariilor subliniază necesitatea implementării unor tehnologii noi, eficiente pe toate verigile lanţului producere-conversie-transport-utilizare, a alegerii optime a surselor de energie primară (inclusiv importul), a asigurării unor sisteme tarifare compatibile cu obiectivele urmărite pe termen scurt şi lung şi creării unui cadru legislativ pentru promovarea IRP.

Lucrările prezentate în cadrul revistei se încadrează în tematica propusă, urmărind să exemplifice preocupările specialiştilor români în planificarea energetică.

dr.ing.Anca Popescu

membru al Colegiului de Redacţie

EVOLUŢII RECENTE ÎN DOCTRINA ŞI PRACTICA PLANIFICĂRII INTEGRATE A RESURSELOR (IRP)*

dr. ing. CĂLIN MIHĂILEANU**

În articol este definită şi comentată triada IRP/LCP/DSM *, aplicată la industria energiei electrice.

Aspectele, preocupările tehnice, ale procesului de planificare integrată a resurselor sunt examinate în cadrul unei întreprinderi de electricitate integrată pe verticală, dispunând de drept de concesiune pe o piaţă delimitată, fiind supusă, drept corolar, acţiunii de control a unui organ de reglementare menit să prevină abuzuri provenite din monopolul întreprinderii.

Esenţa lucrării o constituie măsura în care continuă să fie relevant şi aplicabil rolul IRP în alte structuri instituţional-organizatorice. Anumite contradicţii ireductibile între IRP şi forţele pieţii par a nu putea fi evitate.

În primul caz, problema întreprinderii furnizoare de electricitate este de a identifica amestecul corect de resurse pe partea de alimentare (SS) şi pe partea de consum (DS), capabile să împlinească obiectivele de politică energetică urmărite, la costuri minime (LCP). Procesul este preponderent de natură tehnică şi necesită situarea pe acelaşi nivel al opţiunilor de SS şi DS.

În al doilea caz se presupune că forţele pieţei preiau automat rolul regulator al procesului, conducând la costuri minime, cu intervenţie minimă din exterior.

The IRP/LCP/DSM triad applied to the Electrical Supply Industry (ESI) is defined and discussed. The technical planning aspects of IRP are focused on in the frame of vertically integrated utilities (VIU), having a franchised market and submitted to public authority control in order to prevent monopolistic abuses.

Maintaining the relevance of the IRP concepts, approaches and methodologies in various institutional arrangements is investigated.

Some ireconciliable contradictions must be accepted between IRP and market driving forces.

In the first case, the problem of the utility is to identify the correct mix of SS and DS resources able to meet the goals of an energy policy, at a least-cost (LCP). The process is rather technical and requires to put SS and DS options on the same level playing field.

In the second situation the market forces are supposed to take over automatically the process leading to a least cost solution, with a minimal regulatory intervention.

Glossary

IRP - Integrated Resource Planning; LCP - Least Cost Planning; ESI - Electrical Supply Industry; VIU - Vertical Integrated Utilities; SS - Supply Side; DS - Demand Side; TPA - Third Party Access

Descriptori: planificarea integrată a resurselor

1. Concepte folosite şi definirea lor [1 - 2]

Planificarea integrată a resurselor (Integrated Resources Planning - IRP) face parte dintr-o familie de trei concepte, între care există relaţii strânse, celelalte două fiind: **planificarea la costuri minime (Least-Cost Planning - LCP) şi conducerea orientată către consumatori (Demand Side Management - DSM).** Legătura dintre ele este adesea marcată prin scrierea **IRP/LCP** sau **IRP/LCP/DSM**, care poate proveni şi din intenţia de a marca o ordine de succesiune. În legătură cu denumirea în limba română folosită de autor pentru termenul DSM, se cuvine o scurtă explicaţie justificativă.

Orice activitate economică (dar nu numai) a societăţii omeneşti, desfăşurată într-o structură organizatorică, are două interfeţe cu exteriorul:

- cea de **intrare** (input), prin care se face legătura cu factorii cu care trebuie aprovizionată organizaţia pentru a-şi desfăşura activitatea: **supply side-SS;**

* În prezenta lucrare se vor folosi acronimele în limba egleză ale noţiunilor, întrucât traducerile în limba română nu sunt unice; în felul acesta se evită confuziile, procedeul fiind răspândit pe plan internaţional şi în alte limbi pentru aceşti trei termeni.

** Consultant la IRMEB S.A. şi profesor asociat la Universitatea "Politehnica", Bucureşti

- cea de **ieşire** (output) prin care se face legătura cu consumatorii de bunuri sau servicii, produse şi furnizate de organizaţia în cauză: **demand side - DS** (demand - cerere, cuvânt folosit cu sensul de consum).

Este evident ca ambele interfeţe sunt vitale pentru funcţionarea organizaţiei. O centrală electrică lipsită de combustibilul cu care trebuie aprovizionată din exterior prin SS, sau care nu are consumatori în exterior la DS, nu poate funcţiona. În conducerea sa (management-ul său) organizaţia trebuie să ţină continuu seama, atât în prezent, cât şi în perspectivă, de ambele flancuri ale sale către exterior. Măsurile pe care le ia organizaţia pentru a se adapta la furnizori, sau pentru a-i influenţa, constituie conducerea orientată **către furnizori - SS Management**, la fel cum cele luate pentru a se adapta la cererile consumatorilor, sau pentru a le influenţa pe acestea, constituie **conducerea orientată către consmatori - DS Management**.

Se impun două observaţii:

- totdeauna trebuie să existe şi SSM (nu doar DSM), chiar dacă ponderea şi rolul lor poate fi diferit de la o organizaţie la alta, sau, la aceeaşi organizaţie, de la o perioadă la alta; în prezent, rolul DSM este preponderent şi de aceea în practică multă lume cunoaşte termenul DSM, fără a fi auzit de perechea sa;

- M (management-ul) este al organizaţiei nu al furnizorilor sau al consumatorilor acesteia; această observaţie se impune, deoarece există tendinţa de a se considera că DSM este conducerea directă a consumului (cit. consumatorilor) de către organizaţia producătoare şi furnizoare de bunuri şi servicii destinate acestui consum.

Conform celei de a doua observaţii, autorul foloseşte pentru DSM denumirea de conducere (a unei organizaţii) orientată către consumatori(i) (acesteia) şi consideră neindicate denumirile care conţin exprimarea "conducerea consumului".

După această lungă paranteză, situată aparent în afara perimetrului propriu-zis al subiectului tratat, vom aborda conceptul de IRP, pentru care se pot distinge trei definiţii. Acestea sunt folosite în diferite contexte, după cum se referă la o regiune sau la o ţară întreagă, la toate formele de energie sau doar la energia electrică, forma de proprietate - publică sau particulară, orizontul de timp etc.

* IRP ca **"politică energetică"**, reprezentând un ansamblu de **directive** şi **reglementări** ce urmează a fi aplicate în scopul promovării unor opţiuni, decizii şi comportări care să conducă la costuri minime **pentru întreaga societate;**

* IRP ca **proces tehnic de planificare**, reprezentând elaborarea de metodologii specifice, permiţând situarea coerentă pe un acelaşi nivel, al celor două interfeţe: SS şi DS. Acest proces de planificare se pretează cel mai bine pentru o abordare centralizată şi necesită un volum substanţial de date privind dinamica pieţelor pentru modelarea procesului decizional al consumatorilor;

* IRP ca **proces tehnic de planificare cu o importantă implicare publică,** care presupune participarea, pe lângă întreprinderile furnizoare de energie, a celorlalţi actori interesaţi sau afectaţi de proces, în scopul realizării unui consens general, pe de o parte, şi al limitării riscului întreprinderilor energetice, pe de altă parte.

Conceptul general IRP/LCP încorporează toate cele trei accepţiuni ale IRP, care corespund la niveluri diferite de decizie şi care pot fi afectate de scopuri sau orientări conflictuale între ele.

2. Structurarea procesului tehnic de IRP

În cele ce urmează, accentul va fi pus pe aspectele tehnice de planificare ale IRP, în sectorul energiei electrice, deşi se recunoaşte în mod unanim că o alocare corectă a resurselor disponibile nu se poate face printr-o limitare la energia electrică, ştiut fiind că scopul final urmărit este minimizarea energiei primare folosite pentru acoperirea serviciilor aduse de energie societăţii.

În acest sens, IRP se referă la determinarea resurselor necesare pentru satisfacerea cerinţelor viitoare ale consumatorilor de servicii furnizate prin energie electrică, cu respectarea a diferite criterii, dintre care cele mai importante sunt:

- minimizarea costurilor de investiţii şi exploatare pe perioada de planificare considerată;
- alimentarea consumatorilor de energie electrică cu un nivel acceptabil de fiabilitate;
- minimizarea impacturilor negative asupra mediului;
- îndeplinirea obligaţiilor financiare faţă de proprietarii (acţionarii) corporaţiei furnizoare de electricitate;
- minimizarea impacturilor negative socio-economice;
- limitarea riscurilor aferente luării unor decizii în condiţii de incertitudine sporită.

Descrierea unui procedeu general de IRP este dificilă, întrucât fiecare ţară şi fiecare întreprindere furnizoare de electricitate are strategia sa proprie pentru a-şi alege obiectivele într-un mod echilibrat, compatibil cu structura sa instituţional-organizatorică, cu situaţia resurselor energetice, doleanţele consumatorilor şi condiţiile impuse de forurile de reglementare.

Majoritatea metodologiilor de IRP folosite în lume se bazează pe o abordare dirijată spre obţinerea unor costuri minime, deci pentru a face minimă valoarea actualizată a costurilor de investiţii şi exploatare însumate pe perioada de planificare considerată. Totodată, pentru evaluarea unor soluţii alternative se asociază unii indicatori ataşaţi unor criterii suplimentare, cum sunt fiabilitatea, impactul asupra mediului şi altele. Astfel de indicatori acţionează fie ca factori restrictivi, fie încorporaţi în costurile totale, după o estimare a lor sub formă de costuri adiţionale.

Cu toate că evaluarea economică a tuturor factorilor amintiţi mai sus implică dificultăţi practice, se apreciază că modul de abordare, ce a fost descris schematic, constituie metodologia cea mai riguroasă pentru a compara în mod integrat toate resursele în diferite alternative, examinate pe picior de egalitate la un acelaşi nivel, sau "teren de joc" cum suna exprimarea sugestivă în limba engleză: "same level playing field".

Recent, se desprinde, de asemenea, tendinţa generală, comună tuturor metodologiilor IRP, de a se recunoaşte obligaţia "absolută" de a face loc unei incertitudini crescânde în procesul tehnic de planificare.

Etapele principale ale procesului tehnic de IRP sunt:

* Prognozarea consumului pe perioada de termen lung considerată: energii anuale, vârfuri de sarcină, alura curbelor de sarcină cu variaţii zilnice şi sezoniere, sectorizare afectată de diferite stiluri de viaţă şi obişnuinţe [13], care pot uneori contrabalansa creşteri de eficienţă energetică obţinute.

* Examinarea şi serierea în vederea opţiunii variantelor de SSM.

* Examinarea şi serierea pentru reţinerea unor opţiuni de variante de DSM.

* Elaborarea planului de resurse integrate, constând în comparaţia economică a elementelor conţinute în opţiunile reţinute de SSM şi DSM, rezultând un program IRS, caracterizat prin volumul de costuri evitate şi emisii evitate. Când costul total al acestora este superior costului total de implementare a programului, acesta este reţinut pentru interaţia următoare, mai detaliată. În caz contrar, alternativa este scoasă din competiţie.

* Analiza de risc şi incertitudine, bazată pe metodele de **analiza scenariilor** şi **analiza sensibilităţii.** Această etapă serveşte la identificarea şi adoptarea celor mai **robuste** şi **flexibile** planuri.

* Analiza financiară şi a tarifelor.

* Recomandări pentru planul de resurse şi de acţiune definitiv.

3. Starea actuală a experienţei privind IRP/LCP/DSM pe plan mondial

Din literatura de specialitate abundentă existentă, o selecţie reţinută la finele lucrării permite următoarele aprecieri generalizatoare:

3.1. În continentul nord-american (SUA şi Canada) abordarea IRP şi programele de DSM s-au bucurat de succese însemnate pe scară largă. Explicaţia rezidă în: potenţialul ridicat de aplicabilitate a unor măsuri eficiente de DSM, cu costuri minore sau uşor suportabile, acţuni directive ferme, aplicate cu consecvenţă de organele de reglementare, atât presiuni represive, cât şi stimulente atractive. Viitorul prezintă pericole de diminuare a succeselor şi aplicabilităţii IRP/LCP/DSM, în condiţiile noilor schimbări în curs, pe plan instituţional - structural - organizatoric, tratate în continuare în lucrarea de faţă [3 - 6].

3.2. În Europa, o mare parte din arsenalul de măsuri al IRP, şi în principal DSM, se aplică de multă vreme, chiar de câteva decenii (tarifele multiple, C-D în domeniul unor tehnologii cu eficienţă energetică ridicată, telecomandă centralizată etc.). Cu toate acestea, investiţii efectuate, sau finanţate, de companiile de electricitate la consumatori sunt relativ rare, acestea acţionând în mod preponderent pe calea unor tarife, studiate, elaborate şi aplicate de companiile de furnizarea energiei electrice, care să inducă prin reacţia consumatorilor adoptarea de către aceştia a unor măsuri şi investiţii oportune [1 - 6, 7].

Se apreciază că în Europa lipsa unor căi specifice de recuperare, de către companiile de electricitate, a pierderilor ce apar ca urmare a reducerii veniturilor provenite din vânzările de energie electrică datorită DSM, nu creează un climat entuziast vertabil, ci doar de circumstanţă sau simbolic, în favoarea DSM. Această apreciere este cu atât mai valabilă în privinţa unor eventuale investiţii aducătoare de eficienţă energetică sporită la consumatori, care să fie finanţate de distribuitorii de electricitate.

4. Comparaţii economice în RP/LCP/DSM [4] IRP

În cadrul IRP se ajunge în final la examinarea economică a impactului unor programe de DSM. Astfel de evaluări economice trebuie făcute din punctele de vedere ale diferiţilor actori implicaţi (4.1 - 4.5).

Pentru fiecare dintre aceştia se compară costurile evitate, C_{ev} , în urma aplicării programului de DSM şi sporul de costuri, C_{supl} , necesare pentru implementarea programului DSM. Rezultă un bilanţ pozitiv, negativ sau nul.

$$(C_{ev} - C_{supl})_{DSM} \gtreqless 0$$

4.1. Pentru consumatorii neparticipanţi la programul DSM, C_{ev} este reducerea facturilor plătite de aceşti consumatori, C_{supl} fiind nul.

În acestă categorie intră consumatorii care beneficiază de avantajele programului de DSM fără o implicare acceptată a lor, sau cei care ar lua măsurile propuse de DSM din proprie iniţiativă şi care nu ar beneficia de stimulente în acest scop, oferite de întreprinderea furnizoare de electricitate. Ei sunt denumiţi în limbajul colocvial cu termenul de "free riders", ce s-ar putea traduce "participanţi voluntari", ale căror cheltuieli ocazionate de adoptarea măsurilor DSM sunt deja incluse în costurile lor.

Este de remarcat că la aceşti consumatori reducerea facturilor poate fi pozitivă sau negativă. În primul caz, reducerea este efectivă şi poate proveni din efecte pozitive nescontate de aceşti consumatori, dar care apar şi la aceştia. "Reducerea" poate fi însă şi negativă atunci când organul de reglementare admite că pierderile suferite de compania de electricitate, ca urmare a aplicării programului de DSM, să fie recuperate printr-un mic spor de tarife aplicat tuturor consumatorilor. În asemenea caz se vorbeşte de o subvenţionare indirectă a unor consumatori care aplică programul de DSM, de către cei care nu au dorit să se implice în programul de DSM, dar se văd în situaţia de a suporta, neexistând asentimentul lor, unele măsuri (DSM) de care beneficiază alţii.

4.2. Pentru **consumatorii participanţi la programul de DSM,** C_{ev} este substanţial şi este totdeauna pozitiv, chiar dacă este uşor diminuat de o eventuală creştere generală de tarife, pomenită la 4.1. C_{supl} reprezintă contribuţia lor la investiţiile proprii prevăzute în programul de DSM.

4.3. Pentru **compania de electricitate,** C_{ev} se compune din eliminarea unei părţi din investiţiile în obiective noi în centrale şi reţele, reducerea cheltuielilor corespunzătoare pentru exploatarea, întreţinerea şi reparaţiile acestor puteri instalate la care se renunţă şi cheltuielile cu combustibilii pentru energia la care se renunţă ca urmare a programului de DSM. C_{supl} se compune din pierderea de încasări ca urmare a reducerii energiei electrice vândute şi sumele plătite consumatorilor pentru a fi stimulaţi să aplice măsurile din programul de DSM.

4.4. Pentru **sistemul electric în ansamblu** costurile evitate C_{ev} sunt aceleaşi ca la pct. 4.3, dar C_{supl} nu cuprind pierderile de încasări.

4.5. Pentru **societate în ansamblul său** C_{ev} sunt aceleaşi cu cele de la pct. 4.3 şi 4.4, la care se adăugă costurile evitate ale externalităţilor corespunzătoare emisiilor care nu se mai produc prin aplicarea programului de DSM. C_{supl} sunt aceleaşi cu cele de la pct. 4.4.

Pentru ca un program de DSM să fie reţinut, el trebuie să aibă un bilanţ economic pozitiv privit din toate cele cinci puncte de vedere ale diverşilor actori. Programul adoptat este cel ce posedă cele mai mari bilanţuri pozitive.

5. Structuri instituţionale organizatorice existente sau propuse în industria energiei electrice

Industria energiei electrice reprezintă o ramură dintre cele mai importante, unii autori o numesc chiar strategică, ale oricărei ţări. În ultimii câţiva ani se desfăşoară o veritabilă revoluţie instituţională organizatorică, dar care afectează şi ralaţiile economice, sociale şi de altă natură, ale industriei energiei electrice în mai toate ţările de pe glob. Aceste evoluţii pot sau nu afecta procesele IRP/LCP/DSM şi în ce sens? Această întrebare este la ora actuală - şi se prelimină că va rămâne încă pentru o bună bucată de timp - una dintre cele mai preocupante pentru comunitatea internaţională a energiei electrice. Pentru a căuta un răspuns la această întrebare este necesară însă în prealabil o trecere în revistă a principalelor tipuri de structuri organizatorice instituţionale.

5.1. Întreprinderi de electricitate integrate pe verticală - "Vertically Integrated Utilities - VIU-s"

Este structura clasică ce a predominat până recent, în care funcţiile de producere (P), transport (T) şi distribuţie (D) sunt integrate într-o aceeaşi structură instituţională.

5.2. Întreprinderi de electricitate specializate

Asemenea întreprinderi au numai una sau două din funcţiile *P, T, D.* Ele pot corespunde unei

organizări mai vechi sau pot proveni din dezintegrarea ("unbundling") unor VIU.

Se pot distinge mai multe subdiviziuni:

5.2.1. Intreprinderi provenite prin dezintegrarea VIU, cu competiţie la producere (P) şi cumpărător unic ("single buyer").

5.2.2. Intreprinderi provenite prin dezintegrarea VIU, cu competiţie deplină atât la producere (P), cât şi la consum (Demand-Side). O astfel de structură presupune obligatoriu să existe o deschidere a reţelei de transport (şi eventual şi de distribuţie). Termenul încetăţenit în limbajul internaţional este de "Third Party Access" - TPA - acces al terţilor la reţea.

6. IRP/LCP în diferite structuri organizatorice instituţionale ale industriei energiei electrice [8 - 14]

În toate consideraţiile dezvoltate la pct. 1 - 4 s-a presupus, implicit, un cadru instituţional "clasic", adică acela al unor VIU cărora societatea le-a acordat, prin autorităţile care o reprezintă, concesiunea unui anumit teritoriu pentru exercitarea tuturor funcţiilor industriei energiei electrice, aceasta fiind însă supusă controlului şi reglementării autorităţii publice, pentru a se evita eventuale abuzuri decurgând din situaţia de monopol astfel creată.

Pentru a se vedea în ce măsură rămân valabile şi relevante conceptele şi abordările IRP/LCP în diferite structuri instituţionale care se profilează pentru viitor, sau care funcţionează deja în alte ţări, se va porni de la un pachet de obiective ale unei politici energetice, presupuse a fi general valabile pentru societatea din orice ţară, chiar dacă ponderea lor este variabilă de la ţară la ţară, în funcţie de specificul naţional.

Aceste obiective se pot grupa în cinci direcţii:

6.1. Energetice

* La SS valorificarea în măsură maximă a potenţialului de resurse autohton, urmărindu-se diversificarea şi evitându-se monocultura. Promovarea surselor regenerabile şi a tehnologiilor eficiente.

* La DS promovarea măsurilor de reducere a intensităţii energetice, prin acţiuni de DSM şi de conservare a energiei.

6.2. Economice

* Urmărirea unei eficienţe economice în modul de satisfacere a serviciilor energetice necesare consumatorilor (costuri minime - LCP, economii de talie, tipizare şi altele).

* Soluţii flexibile pe termen lung, pentru a face faţă incertitudinilor viitorului şi a obţine sustenabilitatea .

* Viabilitatea financiară.

* Promovarea unor activităţi de C - D.

6.3. Ecologice

* Obţinerea serviciilor energetice cu un impact negativ minim asupra mediului.

6.4. Fiabilitate şi calitate în ceea ce priveşte serviciile oferite consumatorilor.

6.5. Tarife şi preţuri

* Semnale eficiente transmise consumatorilor printr-o politică de preţuri bazate pe costuri marginale de lungă perspectivă ("Long run marginal costs" - LRMC), pentru ca diferiţii agenţi economici implicaţi în industria energiei electrice să fie induşi să adopte decizii şi să facă investiţii coerente cu politicile energetice dorite.

* Se caută o stabilitate relativă a semnalelor lansate prin preţuri.

* Se urmăreşte ca tarifele să fie "corecte şi echitabile" şi cu minimum de subsidii încrucişate, dictate de imperative sociale.

7. IRP în structuri instituţionale integrate (VIU)

Aceste structuri se pretează cel mai bine pentru punerea în practică a IRP/LCP/DSM. La baza procesului de IRP stau discuţii preliminare ale organului de reglementare cu actorii din întreprinderile furnizoare, cât şi cu cei din afara acestora, pentru a se stabili de comun acord căile de recuperare a pierderilor ce urmează a fi suferite prin reducerea veniturilor întreprinderilor furnizoare dispuse, sau chiar doritoare, să se implice în IRP.

8. IRP în structuri instituţionale dezintegrate, fără concurenţă la producere, cu cumpărător unic, fără acces al terţilor la reţea

În asemenea situaţii se păstrează monopol, de fapt, atât la producere (pentru unităţile de P provenite din VIU, cât şi la distribuţie, ceea ce duce la necesitatea unui organ de reglementare cel puţin tot atât de puternic, activ şi competent ca şi în cazul de la pct.7., cumpărătorul unic, care este şi revânzător unic, este întreprinderea de T care

efectuează şi activitatea de dispatching a sistemului.

Pentru implementarea unei IRP tehnice este necesară o coordonare strânsă între *P, T* şi D, dezintegrate din VIU, precum şi schimburi reciproce de date şi informaţii. Regulile jocului de repartizare între parteneri a rezultatelor costuri/beneficii aferente IRP trebuie clar convenite în prealabil.

Cooperarea necesară între actori este oarecum o prelungire a celei care este necesară între cele trei activităţi *P, T* şi *D* în cazul pct.7, cu deosebirea că, în acel caz, cele trei activităţi se desfăşoară în aceeaşi structură instituţională. Aceasta duce la o complicare considerabilă a aplicării IRP, care era relativ lentă şi greoaie, chiar în cazul VIU.

Rolul organului de reglementare devine mai complex, triplându-se practic entităţile instituţionale controlate.

Se poate aprecia că astfel de structuri instituţionale nu sunt viabile permanent, ele fiind doar o etapă către competiţie la producere (pct.9) şi eventual mai departe către accesul la reţea (pct.10).

9. IRP în structuri dezintegrate, cu concurenţă la producere, cumpărător unic şi fără acces al terţilor la reţea

În acest caz, organul de reglementare îşi exercită atribuţiile doar la *T* şi *D* , unde continuă să subziste de fapt monopol, la *P* monopolul fiind înlocuit cu competiţia între producători, atât cei care au început să existe ca producători independenţi (IPP), cât şi cei proveniţi din dezintegrarea VIU.

În locul unei activităţi centralizate de planificare a unităţilor de *P* , se substituie un dictat al pieţii, care decide caracteristicile noilor unităţi (amplasamente, combustibil, tehnologie, termen de PIF, emisii, rezerve de putere etc.).

Într-o astfel de structură instituţională, procesul tehnic general de IRP ce era posibil în cazul prezentat la pct. 8 nu mai este aplicabil, deoarece cele două părţi: SS şi DS (faţă de *T*) nu mai pot fi puse pe acelaşi plan de comparaţie. Un IRP parţial poate fi totuşi aplicat la *D*, prin compararea costurilor evitate prin reducerea volumelor de energie electrică procurată de la *T*, ca urmare a aplicării de programe DSM la consumatori, cu costurile legate de contribuţia *D* la aplicarea măsurilor de DSM.

Dacă lipsesc acţiuni de reglementare, care să compenseze pierderile de încasări ale D ca urmare a măsurilor de conservare a energiei, activităţile de DSM rămân foarte limitate.

Întrucât fiecare centrală se va mărgini să respecte limitele de emisii prevăzute în standarde, organul de reglementare va trebui să admită comercializarea de cote de emisii nefolosite, care să fie negociabile cu alţi *P*.

Aspectele de fiabilitate şi calitate a serviciilor oferite sunt similare cu cele de la pct.7 şi 8. Totuşi, din jocul pieţii pot apărea temporar supraechipări sau subechipări în unităţi de *P* , ceea ce este dăunător pentru întregul sistem şi pentru societate.

În ceea ce priveşte semnalele de preţ pe care le emite piaţa în acest caz, ele pot reflecta condiţii de costuri pe termene scurte, diferite de cele de LRMC (a se vedea pct.7), ceea ce are ca efect dezavantajarea, dacă nu chiar împiedicarea unor soluţii sustenabile pe termen lung.

În esenţă, structurile de acest tip prezintă:

Avantaje

* costurile fixe la *P* sunt comprimate la valori minime, ca urmare a concurenţei;

* supraechipările nefolosite dispar, nefiind remunerabile;

* unităţile noi de *P* se orientează inevitabil spre tehnologii moderne, competitive;

* structurile de *P* devin flexibile, pentru a face faţă cât mai bine neprevăzutului;

* deciziile eronate sau neinspirate la *P* nu transmit efecte resimţite mai departe, ele se autopenalizează.

Dezavantaje

* IRP inaplicabil în formă globală, deci cu aplicabilitate limitată;

* orizonturi de planificare scurte (4 - 5 ani);

* unele economii de talie nu mai pot fi valorificate;

* dispatching-ul economic se face pe bază de preţuri stabilite prin licitaţii, nu pe costuri reale, ceea ce îndepărtează soluţiile adoptate de LCP;

* activitatea de *P* se desfăşoară cu risc sporit, ceea ce antrenează costuri ale capitatului mai mari;

* apariţia de instalaţii de *P* rămase captive şi nefolosite ("stranded assets");

* riscul reducerii diversităţii şi apariţiei de monoculturi la *P* (de exemplu, instalaţii cu ciclu combinat funcţionând pe gaze).

10. IRP în structuri instituţionale dezintegrate, cu competiţie generalizată, atât la *P*, cât şi la D şi cu acces liber la reţea

Într-o astfel de structură, industria energiei electrice este fracţionată şi specializată în companii de producători (GENCO) ce se concurează între ele, de transport şi dispatching având un rol de placă turnantă central (TRANSCO), de distribuţie (DISCO), de furnizare (SUPCO). Se face disjuncţia între gestionarea reţelei fizice de distribuţie ("wire business") şi operaţia comercială a furnizării la abonaţi ("supply business"). Consumatorii, individuali sau grupaţi, nu mai sunt captivi, putându-se adresa şi contracta alimentarea cu energie electrică de la o GENCO aflată în altă zonă geografică, fiind transportată şi distribuită prin reţeua de transport a TRANSCO şi DISCO local, care oferă în prezent acces liber la reţelele lor. Consumatori importanţi pot fi alimentaţi direct din reţeaua de transport, practica aceasta fiind posibilă în toate structurile instituţionale, începând cu VIU. Apar intermediarii, sub formă de brokeri. Aceşti mijlocitori bat la porţile consumatorilor, după ce au studiat şi sunt la curent cu condiţiile în care oferă energie electrică diversele GENCO şi prelevează peaje (reglementate de organismul ce are această misiune, spre a impiedica abuzurile şi specula) TRANSCO şi DISCO. Întocmai ca la bursele de valori financiare, ei propun cele mai avantajoase contracte pentru consumatori, nu arareori convingându-i să îşi schimbe furnizorul tradiţional de la care achiziţionau energie. De altfel, este deja pe cale de acreditare ideea că "marfa" ce face obiectul industriei energiei electrice nu este electricitatea. Clientul are nevoie, de fapt, de "servicii electrice" mai complexe, pe care furnizorii trebuie să fie pregătiţi să le ofere. Astfel, apar ESCO: companii care vând servicii electrice, având drept purtător energia electrică.

Ce şanse de desfăşurare mai are IRP într-un astfel de mediu nou de afaceri? Este evident că o abordare clasică de "utility IRP", ce a fost descrisă la primele puncte ale acestei lucrări, devine inoperantă.

Din cauza concurenţei, o serie de date sau informaţii sensibile, absolut necesare pregătirii şi derulării unui proces IRP, nu vor mai fi puse la dispoziţie de actorii ce le posedă. Excepţie face zona unor sectoare finale de distribuţie, unde se va aplica un IRP redus , departe de ce era "utility IRP".

Dar, în ciuda faptului că IRP la nivel de întreprindere (integrată) nu mai este posibil, se poate întări rolul unui IRP naţional, a cărui responsabilitate să revină unei agenţii naţionale create ad-hoc, sau preexistente, dar readaptate şi acestui scop, sau care să fie încredinţată unor firme particulare de consultaţă, cu prestigiu, competenţă şi probitate perfect verificate în prealabil. Un astfel de exerciţiu ar trebui, în acest caz, extins la întregul sector al energiei, nu limitat doar la energia electrică.

11. IRP la economii în tranziţie

Ţările care se află în tranziţie,mai rapidă sau mai lentă, efectivă sau mai mult declarată, spre economia de piaţă, sunt cuprinse şi ele de o tendinţă, proprie sau indusă, spre o evoluţie ("reformă") instituţională de genul celei generale descrise la pct.7 - 10. În consecinţă, cele arătate acolo îşi păstrează valabilitatea şi pentru aceste ţări, dar cu unele accente specifice suplimentare, în special de tipul barierelor în calea IRP/LCP/DSM.

O primă barieră suplimentară o constituie dificultatea de a respecta regula de bază a unui IRP robust, necesitatea formării preţurilor prin mecanismele pieţii libere. Aplicarea unui LRMC este foarte anevoioasă, dacă nu imposibilă, în timpul tranziţiei.

O altă barieră este lipsa de entuziasm, justificată de altfel, a întreprinderilor furnizoare de a promova programe de DSM. Pentru a o înlătura ar trebui ca întreprinderile să găsească un interes financiar într-o astfel de operaţiune. O soluţie în acest sens ar putea-o reprezenta introducerea unui Factor de Eficienţă Energetică (FEE) în compunerea tarifelor, din care să se recupereze costurile programelor DSM şi pierderile prin reducerea vânzărilor, aferente DSM aplicat cu succes. Desigur, o agenţie naţională (de gen ARCE) ar trebui să stabilească standarde generale

şi specifice pentru FEE şi pentru metodologia de aplicare.

Concluzii

Din cele arătate rezultă că abordarea tehnic globală a IRP, descrisă la pct. 2 - 4, devine din ce în ce mai irelevantă pe măsură cu structurile instituţionale organizatorice evoluează de la cele integrate vertical spre cele cu competiţie generalizată prin acces liber la reţea, chiar dacă anumite concepte îşi păstrează semnificaţia şi valabilitatea.

Rolul organului de reglementare devine, în principiu, mai uşor în climatul de afaceri adus de deschiderea reţelelor, deoarece pârghiile sale de acţiune asupra industriei energiei se reduc ca număr şi importanţă. Rolul regulator este preluat progresiv de mecanismul pieţii. În noile condiţii devine din ce în ce mai dificilă misiunea reglementatorului de a îndruma deciziile industriei energiei electrice în direcţiile ce constituie politica naţională energetică. Cu tot rolul său "strategic", această industrie nu poate ieşi prea mult din canoanele, sau mai bine spus din lipsa de canoane, economiei de piaţă, fără a risca disfuncţionalităţi imprevizibile macroeconomice, cu impact asupra tuturor ramurilor economiei.

Se poate, desigur, argumenta şi invers: economia lăsată în voia oarbă a economiei de piaţă, riscă, cel puţin în egală măsură, apariţia de surprize. Totul depinde de opţiunea politică pe termen lung a societăţii şi se pare că în prezent, chiar cu unele excepţii, calea fără întoarcere este a democraţiilor reprezentative bazate pe economia liberalizată de piaţă.

Lucrarea se bazează în principal pe activitatea internaţională dusă în cadrul Comitetului de Studii CIGRE nr.37 "Concepţia şi dezvoltarea sistemelor electrice" şi pe contribuţia esenţială a colegilor Jean Michel (Belgia), Jack A. Casazza (SUA) şi Erkki Stam (Finlanda), cărora autorul le exprimă recunoştinţa sa.

BIBLIOGRAFIE

[1] UNIPEDE *Least cost planning in the electricity supply industry* - Final report - March, 1992.

[2] "The changing nature of DSM" - EPRI - September 1993.

[3] *Integrated Resources Planning and Demand-Side Managemnet in the United States,* for the High-level Meeting of the EEI/FEPC/UNIPEDE, May 11 - 12, 1993.

[4] "*Economic analysys of DSM programs*", California Energy Commission, December 19X7.

[5] Electric Power in Canada 1992, Energy, Mines and Resources, Canada

[6] *What role could IRP and DSM ply to increase the efficiency in the electricity sector* ? UNIPEDE WG-TAROPT (intermediate report - 1993)

[7] *Integrated Resource Planning and Demand Side Management in Europe: Present status and potential role,* UNIPEDE-TAROPT"s Expert Level Report - 1994

[8] Faruqui, A., Bloom, J., Smyser C. *Upcoming changes in utility industry structure and their implications for IRP and DSM strategies* , July 1994 (Advanced workshop in regulation and public utility economies, San Diego, California)

[9] Chamberlin, J.H. *The future of IRP* -, Electric Utilities moving into the 21 st Century, Public utility reports, Inc., 1994

[10] York, D. W., Cohen, A .*Utility deregulation and retail wheeling the: stakes for IRP* and DSM- Public utility reports, Inc., 1994

[11] Haaland, H.O., York, D.W. *Incentives for DSM in deregulated markets,* Public utility reports, Inc., 1994

[12] *Relationship between power system planning and factors affecting the electricity demand (IRP/LCP/DSM)* - Final Report: 37.94 (WGI 1)08 (E) CIGRE

[13] *Relationship between power system planning and factors affecting the electricity demand (Energy consumption and lifestyle)* - Final Report: 37.94 (WGI 1)09(E) CIGRE

[14] Draft Report # 2, 37.95 (WG11)10(E) CIGRE: IRP/LCP *in different business environments*

Referent: prof. dr. ing. Dumitru Cezar Ionescu - Facultatea de Energetică - Universitatea "Politehnica" Bucureşti

(Primit la 1 aprilie 1996, acceptat la 22 aprilie 1996)

COMPARAREA DIFERITELOR ALTERNATIVE DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE ÎN ROMÂNIA

dr.ing.ANCA POPESCU *, ing. DOINA POPOVICI *, ing. FLORICA BREAZU *,ing. OTILIA MARIN*
ing. MONICA POPESCU **, ing. EMIL POP **, mat. GHEORGHE VÂLCEREANU **

Stabilirea unei politici coerente de dezvoltare a capacităţilor de producere a energiei electrice impune cunoaşterea evoluţiei consumului de energie electrică pe termen lung, a tehnologiilor de producere, a producţiei interne de combustibil, a prognozei preţurilor la combustibil pe plan mondial şi a cerinţelor impuse pentru protecţia mediului.

Pentru determinarea soluţiei optime de dezvoltare a centralelor electrice pe termen lung se utilizează programe perfecţionate cum este programul WASP [1], urmărindu-se minimizarea cheltuielilor totale actualizate.

În cadrul lucrării se prezintă rezultatele unor analize efectuate cu ajutorul programului WASP, pentru diferite scenarii de evoluţie a consumului de energie electrică, ţinându-se seama de situaţia actuală a grupurilor din sistemul electroenergetic românesc, de restricţii impuse în aprovizionarea cu combustibil, de evoluţia preţurilor combustibililor şi de noile tehnologii de producere a energiei electrice şi termice.

To establish a coherent policy of developing the electric power generation facilities, it is necessary to know the long-term evolution of the electric power consumption, the generation technologies, the local fuel production, the worldwide fuel prices prognosis and the environmental requirements.

To determine the best solution for long-term power plants development, they use high performance programmes, like WASP [1] in order to minimize the updated total costs.

The results of analyses carried out by means of WASP programme for different patterns of electric power consumption evolution, taking into account the present situation of the groups in Romanian energy system, the fuel supply limits, the fuel prices evolution and the new technologies of electric and thermal power generation are presented.

Descriptori: producerea energiei electrice, variante, România

Introducere

Stabilirea unei politici coerente de dezvoltare a capacităţilor de producţie a energiei electrice este deosebit de importantă, având în vedere caracteristicile energiei electrice, precum şi ale investiţiilor în acest domeniu.

Dezvoltarea capacităţilor de producţie a energiei electrice este influenţată atât de factori interni ai ţării, cât şi de factori externi. Analiza obiectivă a tuturor acestor factori permite stabilirea programelor de dezvoltare a capacităţilor de producţie stabile la factori perturbatori, cu costuri pe cât posibil apropiate de soluţia optimă fără restricţii.

La stabilirea programelor de dezvoltare a capacităţilor de producere a energiei electrice se ţine seama de prognoza consumului de energie electrică, de evaluarea stării actuale a grupurilor din centralele electrice şi de evoluţia acestora în perspectivă, ţinând seama şi de programele de reabilitare ce se execută în perioada 1995-2000, de evoluţia producţiei interne de combustibili şi de prognoza preţului combustibililor pe plan mondial.

Avându-se în vedere caracteristicile sistemului electroenergetic românesc, în care există centrale electrice de termoficare, este importantă cunoaşterea prognozei consumului de energie termică ce urmează a fi asigurat în regim de termoficare.

Pentru determinarea soluţiei optime de dezvoltare a centralelor electrice de-a lungul unei perioade de studiu până la 30 ani se utilizează programul WASP (Wien Automatic System Planning package) [1]. Acesta utilizează simularea probabilistică pentru estimarea costurilor de producţie, a energiei nelivrate şi a siguranţei în alimentarea cu energie electrică şi tehnica programării dinamice pentru optimizarea programelor de dezvoltare a sistemului electroenergetic. Soluţia optimă este determinată

* Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE, Bucureşti
** RENEL - Grupul de Studii, Cercetare şi Inginerie, Bucureşti

prin minimalizarea cheltuielilor totale actualizate (care cuprind investiţiile pentru centrale noi, cheltuielile de exploatare pentru centrale noi şi cele existente, costul energiei nelivrate şi valoarea remanentă a grupurilor care nu şi-au epuizat durata de viaţă) şi constă în programul optim de grupuri noi candidat ce trebuie adăugat celor existente de-a lungul perioadei de studiu [2].

1. Opţiuni de dezvoltare a centralelor electrice în România după anul 2000

Pentru perioada de perspectivă în vederea completării puterii instalate necesare acoperirii consumului de energie electrică se consideră următoarele grupuri candidat în:

- centrale termoelectrice clasice:

• pe cărbune din ţară (lignit şi huile) cu scopul menţinerii consumului de cărbune intern în viitor la nivelul consumului din anul 2000;

• pe combustibil din import (huilă, păcură, gaze naturale);

- centrale hidroelectrice, cu puteri instalate de circa 245 MW şi energie anuală produsă de circa 595 GWh;

- centrale nuclearoelectrice.

În tabelele 1, 2, 3, sunt prezentate elementele tehnico-economice caracteristice pentru grupurile candidat, considerate ca alternative după anul 2000.

Tabelul 1

Indicatori tehnici şi economici ai grupurilor termo candidat (valori exprimate în $ SUA - ianuarie 1995)

		U.M.	Grup pe păcură din import cu 1% sulf		Grup cu ciclu combinat pe gaze naturale din import	Grup cu turbină cu gaze cu circuit deschis pe gaze naturale import	Grup cu cazan cu ardere în strat fluidizat pe cărbune din ţară		Grup cu FGD pe huilă din import	
							lignit	huilă		
1	Puterea instalată	MW	500	700	660	225	500	500	700	500
2	Consumul propriu	%	4,5	4,3	2,1	0,5	5,9	5,9	6,1	5,9
3	Minimul tehnic	MW	191	268	258	90	200	200	263	188
4	Puterea maximă livrată	MW	478	670	646	224	467	467	659	470
5	Consumul specific nominal net	gcc/kWh kJ/kWh	315 9233	307 9002	257 7526	372 10911	341 10002	323 9476	307 9002	315 9233
6	Consumul specific la minimul tehnic	kJ/kWh	9794	9543	8067	14997	10330	9782	9548	9786
7	Randamentul net	%	39	40	48	33	36	38	40	39,05
8	Coeficientul de avarie	%	8,2	9,4	4,0	3,6	6,9	6,9	11,2	10
9	Durata reparaţiilor planificate (zile/an)	zile/an	38	41	34	28	34	34	44	40
10	Cheltuieli de exploatare fixe (exclusiv amortizările)	$/kW$_{livr}$ /lună	0,97	0,9	0,9	0,7	1,75	1,75	0,94	1,04
11	Cheltuieli de exploatare variabile (exclusiv combustibilul)	$/MWh$_{livr}$	1,5	1,5	0,8	0,5	1,9	1,9	2,5	2,5
12	Preţul combustibilului (nivel 2005)	$/tcc $/Gcal $/GJ	80,4 12,5 2,99	80,4 12,5 2,99	71,68 10,24 2,45	71,68 10,24 2,45	71,19 10,17 2,44	59,71 8,53 2,04	63,65 9,09 2,17	63,65 9,09 2,17
13	Investiţia (fără IDC) - totală - specifică	 mil.$ $/kW$_{inst}$ $/kW$_{livr}$	 478 956 1000	 637 910 950	 499 756 772	 90 398 400	 703 1405 1505	 686 1373 1470	 824 1177 1250	 615 1231 1309
14	Durata de construcţie	ani	5,0	5,0	5,0	3,0	5,0	5,0	5,0	5,0
15	Durata normată de viaţă	ani	30	30	25	25	30	30	30	30

Tabelul 2

Indicatori tehnici şi economici ai grupurilor nucleare candidat
(Valori exprimate în $ SUA - ianuarie 1995)

		U.M.	CNE Cernavodă				CNE nouă
			2	3	4	5	
1	Puterea instalată	MW	706,5	706,5	706,5	706,5	706,5
2	Consumul propriu	%	8,5	9,3	8,5	8,5	9,5
3	Minimul tehnic	MW	127	127	127	127	127
4	Puterea maximă livrată	MW	646,4	640,8	646,4	646,4	639,4
5	Consum specific nominal net	kJ/KWh	12.200	12.200	12.200	12.200	12.200
6	Coeficient de avarie	%	8	5	5	5	5
7	Durata reparaţiilor planificate (zile/an)	zile calend./an	45	45	45	45	45
8	Cheltuieli de exploatare fixe (exclusiv combustibilul) - cu amortizări - fără amortizări	$/kW$_{livr}$/an $/kW$_{livr}$/an $/kW$_{livr}$/lună	99,0 36,4 3,0	109,3 39,8 3,32	100,9 37,0 3,08	100,9 37,0 3,08	100,4 39,8 3,32
9	Cheltuieli de exploatare variabile (exclusiv combustibilul)	$/MWh$_{livr}$	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
10	Costul combustibilului (care ţine seama de preţul de cost al combustibilului nuclear şi de celelalte cheltuieli legate de utilizarea acestuia în centrală)	$Gcal	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
11	Investiţia totală (fară IDC) rămasă de realizat exclusiv valorile de la punctele 12 şi 13 din care: - importuri	mil. $/unit mil. $/unit	710 290	1050 300	1150 350	1150 350	1350 400
12	Costul combustibilului	mil. $/unit	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
13	Costul apei grele	mil. $/unit	141	141	141	141	141
14	Durata de construcţie (pentru investiţia care a mai rămas de realizat)	ani	4,0	5,0	5,5	5,5	5,5
15	Costul dezafectării	$/kW$_{livr}$	250	250	250	250	250
16	Durata normală de viaţă	ani	30	30	30	30	30

Notă: IDC - Interest During Construction - dobânda în timpul construcţiei

După anul 2000 nu s-au avut în vedere reabilitări de grupuri, pentru extinderea duratei de viaţă cu circa 14 ani, având în vedere caracteristicile funcţionale ale acestor grupuri realizate cu tehnologii ale anilor '70, precum şi cerinţele impuse de protecţia mediului.

Analiza ordinii de economicitate a grupurilor ce funcţionează la baza curbei de sarcină arată următoarele (tabelul 4):

- grupul cu ciclu combinat de 660 MW pe gaze naturale se prezintă pe primul loc pentru valorile ratei de actualizare de 7,10 şi 15 %, când preţul gazului prognozat de Banca Mondială pentru anul 2005 este 2 USD/10^6 BTU;

- grupul 3 din CNE Cernavodă, aflat într-un stadiu mai avansat de realizare decât grupurile 4 şi 5, se plasează pe locul 2 pentru rate de actualizare de 7 şi 10 %, deci atunci când costul capitalului este mai mic;

- grupul de 700 MW pe păcură din import cu 1 % S se plasează înaintea grupului de 700 MW pe huilă din import cu instalaţii de desulfurare pentru rate de actualizare de 10 şi 15 %, deci când costul capitalului este mai mare;

Tabelul 3

Centrale hidroelectrice noi după anul 2000

Caracteristici	An hidro	Trim.	U.M.	Adjud	Mureş Bistra + Suseni	Mureş Deda + Branc.	Mureş Ruşi + Văleni	Mureş Petelea + Tg. Mureş	Mureş Gorneşti + Sant.	Argeş Zav. Orb.	Buzău Lunca	Buzău Nehoiu + Păltineni	Renes Armenis
Numele centralei				ADJUD	BISU	DEBR	RUVA	PEGT	GOSA	ZORB	LUNC	BZNH	FEAR
Tipul centralei				HYD 1	HYD 2	HYD 2	HYD 2	HYD 1	HYD 1	HYD 2	HYD 1	HYD 1	HYD 1
Puterea instalată			MW	69	21	22	20	26,3	26,7	9,5	13,9	29,7	6,9
Anul de PIF				2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2008	2009	2010
Capacitatea de stocare			GWh	7	0,1	0,1	0,1	0,1	1,1	1,1	0,1	0,3	0,1
Energia productibilă pe ani hidrologici şi trimestre	Mediu (20 %)	I	GWh	27	9	11	10	11	11	6	12	22	8
		II		53	17	20	20	23	24	4	7	12	10
		III		46	15	18	17	19	19	3	7	12	4
		IV		19	6	7	7	8	8	10	11	20	8
	Secetos (80 %)	I		23	8	9	8	9	9	5	10	18	6
		II		45	16	19	19	21	22	4	6	12	8
		III		36	9	11	10	11	11	3	6	10	3
		IV		19	5	6	6	7	7	8	9	16	5
Energie minimă la bază pe ani hidrologici şi trimestre	Mediu (20 %)	I	GWh	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
		II		4	1	1	1	1	1	1	1	2	0
		III		5	1	1	1	1	1	1	1	2	0
		IV		1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
	Secetos (80 %)	I		1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
		II		4	1	1	1	1	1	1	1	2	0
		III		5	1	1	1	1	1	1	1	2	0
		IV		1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
Puterea disponibilă pe ani hidrologici şi trimestre	Mediu (20 %)	I	MW	45	14	16	15	19	19	6	10	20	4
		II		50	16	17	15	20	20	6	10	20	4
		III		48	14	16	15	19	19	6	10	20	4
		IV		48	14	16	15	19	19	6	10	20	4
	Secetor (80 %)	I		44	14	16	15	19	19	6	10	20	4
		II		48	16	17	15	20	20	6	10	20	4
		III		46	14	16	15	19	19	6	10	20	4
		IV		46	14	16	15	19	19	6	10	20	4
Investiţia specifică			$kWh	378,6	504,6	504,6	504,6	491,7	491,7	692,5	683	683	1227,3

Tabelul 4

Ordinea de economicitate a grupurilor noi ce funcţionează la baza curbei de sarcină

Nr. crt.	Rata de actualizare	Grupul	Factor de capacitate	USD/ MWh	USD/ kW,an
1	7 %	660 MW cu ciclu combinat pe gaze	0,87	30,7	233,9
2		Nr. 3 - CNE Cernavodă	0,83	34,7	252,3
3		Nr. 4 - CNE Cernavodă	0,83	36,2	263,3
4		Nr. 5 - CNE Cernavodă	0,83	36,2	263,3
5		700 MW pe huilă din import cu FGD	0,78	40,6	277,2
6		700 MW - CNE CANDU - nou	0,83	41,0	298,3
7		500 MW pe huilă din import cu FGD	0,80	42,0	292,0
8		500 MW pe huila din ţară, ardere în strat fluidizat	0,84	42,6	313,2
9		700 MW pe păcură din import, <1% S	0,80	43,0	298,0
10		500 MW pe păcură din import, <1% S	0,82	43,6	313,0
11		500 MW pe lignit din ţară, ardere în strat fluidizat	0,84	48,0	353,2
1	10 %	660 MW cu ciclu combinat pe gaze	0,87	34,4	261,9
2		Nr. 3 - CNE Cernavodă	0,83	45,8	333,3
3		700 MW pe păcură din import, <1% S	0,80	47,0	333,0
4		700 MW pe huilă din import cu FGD	0,78	47,3	323,2
5		Nr. 4 - CNE Cernavodă	0,83	47,9	348,3
6		Nr. 5 - CNE Cernavodă	0,83	47,9	348,3
7		500 MW pe huilă din import cu FGD	0,80	48,0	340,0
8		500 MW pe păcură din import, <1% S	0,82	48,7	350,0
9		500 MW pe huilă din ţară, ardere în strat fluidizat	0,84	49,9	367,2
10		700 MW - CNE CANDU - nou	0,83	54,8	398,3
11		500 MW pe lignit din ţară, ardere în strat fluidizat	0,84	55,6	409,2
1	15 %	660 MW în ciclu combinat pe gaze	0,87	41,7	317,9
2		700 MW pe păcură din import, <1% S	0,80	58,0	404,0
3		500 MW pe păcură din import, <1% S	0,82	59,2	425,0
4		700 MW pe huilă din import cu FGD	0,78	61,1	417,2
5		500 MW pe huilă din import cu FGD	0,80	63,0	438,0
6		500 MW pe huilă din ţară, ardere în strat fluidizat	0,84	65,0	478,2
7		Nr. 3 - CNE Cernavodă	0,83	68,8	500,3
8		500 MW pe lignit din ţară, ardere în strat fluidizat	0,84	71,0	522,2
9		Nr. 4 - CNE Cernavodă	0,83	72,5	527,3
10		Nr. 5 - CNE Cernavodă	0,83	72,5	527,3
11		700 MW - CNE CANDU - nou	0,83	83,4	606,3

- grupurile 3, 4, 5 din CNE Cernavodă se plasează după grupurile cu ciclu combinat pe gaze la rata de actualizare 7 %;

- grupurile de 500 MW pe huilă şi lignit din ţară, avute în vedere pentru menţinerea consumului de cărbune la nivelul anului 2000 în condiţiile casării unor grupuri mari de condensaţie, se plasează pe ultimele locuri pentru rate de actualizare 10 % şi 7 %, datorită valorilor de investiţii relativ ridicate pentru tehnologia avansată considerată (arderea în strat fluidizat), cât şi prin preţul mare al cărbunelui;

- grupurile hidroenergetice cu o putere instalată de 6,9 MW (CHE Feneş - Armenis) se plasează imediat în apropierea grupului cu ciclu combinat.

Rezultatele analizelor de ierarhizare a centralelor ce pot contribui la acoperirea zonei de vârf a curbei de sarcină electrică sunt prezentate în tabelul 5 şi demonstrează eficienţa sporită a centralelor hidroelectrice faţă de turbina cu gaze în circuit deschis.

Tabelul 5

Ordinea de economicitate a centralelor noi cu funcţionare la vârful curbei de sarcină, pentru rata de actualizare de 10 %

Nr. crt.	Centrală / Grup	Factor capacitate	USD/ MWh	USD/kW,an
1	CHE Siret Adjud, 69 MW	0,33	24,2	70
2	CHE Mureş Deda + Brâncoveneşti, 22MW	0,38	25,8	86
3	CHE Mureş Ruşi + Văleni, 20 MW	0,38	25,8	86
4	CHE Mureş Petelea + Tg. Mureş, 26,3 MW	0,35	28,0	86
5	CHE Mureş Gorneşti + Sântana, 26,7 MW	0,35	28,4	87
6	CHE Mureş Bistra + Suşeni, 21 MW	0,33	29,7	86
7	CHE Buzău Lunca, 13,9 MW	0,42	33,7	124
8	CHE Buzău Nehoiu + Păltineni, 29,7 MW	0,45	33,7	133
9	CHE Argeş Zăvoiu Orbului, 9,5 MW	0,45	36,5	144
10	Turbină cu gaze în circuit deschis, 225 MW	0,25	59,1	129,5

2. Variante de programe de realizare a centralelor electrice

Programele de realizare a centralelor electrice se stabilesc în urma unui proces de optimizare, analizându-se o variantă de referinţă în care sunt puse în competiţie liberă (fără restricţii de combustibil) toate tipurile de grupuri candidat prezentate mai sus şi variantele cu restricţii (de exemplu menţinerea consumului de cărbune din ţară la nivelul anului 2000 etc.).

În tabelul 6 se prezintă variantele analizate în vederea acoperirii evoluţiei consumului de energie electrică, considerându-se trei scenarii (minim, mediu, maxim) (fig.1).

Pentru cele trei scenarii de evoluţie a consumului de energie electrică rezultă evoluţia în viitor a rezervei de putere şi a indicelui de siguranţă (LOLP), de o zi pe an, luându-se în considerare lucrările de reabilitare, casările şi conservările unor grupuri, noi grupuri prevăzute în strategia RENEL până în anul 2000, iar după anul 2000, ţinând seama de ipoteza privind casarea grupurilor de condensaţie la epuizarea duratei de viaţă şi înlocuirea celor de termoficare pentru asigurarea consumului de energie termică. Din figura 2 se constată astfel că anii 2012, 2008 şi 2005 sunt ultimii ani corespunzători celor trei scenarii pentru care LOLP are valori sub limita de o zi pe an (0,274%) [2].

Soluţia cu costuri minime rezultată din procesul de optimizare având în vedere prognoza preţurilor combustibililor din mai 1995, dată de Banca Mondială şi fără restricţii privind tipurile de combustibili utilizaţi este soluţia cu grupuri cu ciclu combinat pe gaze naturale (tabelul 7).

La actuala prognoză a evoluţiei consumului de energie electrică pentru a acoperi în anul 2020 un consum de circa 96,4 TWh (figura 1, - scenariu mediu) este necesară montarea a 17 grupuri de 660 MW cu ciclu combinat pe gaze naturale.

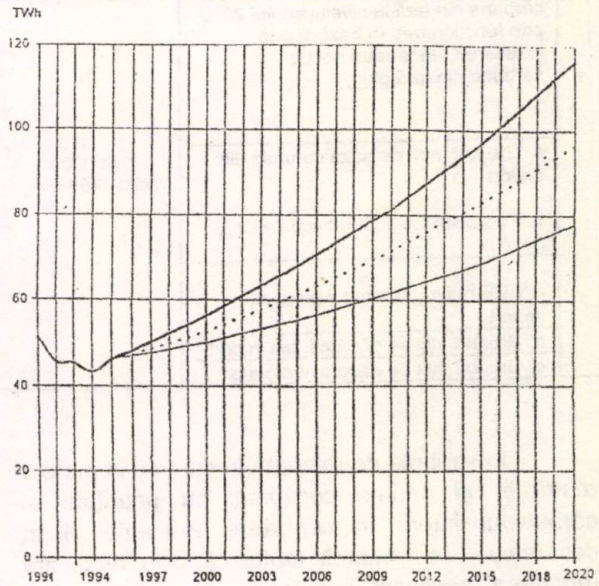
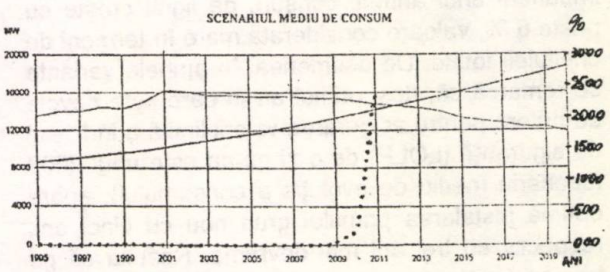


Fig.1. Consum final de energie electrică: ——— minim; . . . . mediu; ▬▬▬ maxim.



	Ultimul an cu LOLP <0,274	Rezerva de putere [% $P_{vârf}$]	LOLP [%]
Scenariul minim	2012	17,74	0,1895
Scenariul mediu	2008	20,05	0,1973
Scenariul maxim	2005	20,10	0,1710

Fig.2. Evoluţia rezervei de putere şi a indicelui de siguranţă LOLP (Loss of Load Probability) cu luarea în considerare a tuturor lucrărilor din strategia RENEL - mai 1995 (reabilitări + puteri noi): ▬▬ puterea de vârf; ——— puterea livrată; . . . . . indicele de siguranţă LOLP.

Tabelul 6

Schema variantelor de programe de centrale electrice

Varianta de dezvoltare		Lucrări decise		Candidaţi
		Reabilitări	Puteri noi	
1.	Varianta de referinţă: a. Cu ordinea economică de încărcare a centralelor	Total: 4445 MW *din care:*	Total: 3525.7 MW *din care:*	- CNE gr. 3,4,5 - CNE noua - CHE noi - Centrale termo noi : . pe lignit şi huile din ţară pentru menţinerea consumului din anul 2000
	b. Cu ordinea de încărcare în bază a centralelor pe lignit şi huilă	*- în centrale termo:* *3600 MW* *din care:*	*- în centrale termo:* *970 MW*	. pe păcură, huilă şi gaze naturale din import
2.	Cu menţinerea consumului de cărbune din ţară la nivelul anului 2000 prin funcţionarea în bază şi prin instalarea de grupuri noi pe cărbune din ţară plus:	** 350 treceri pe huilă*		- Centrale termo noi pe lignit şi huile din ţară pentru menţinerea consumului din anul 2000 plus :
	a. Grupuri noi pe gaze naturale din import b. Finalizare CNE Cernavodă + CNE nouă	*- în centrale hidro:845 MW*	*- în centrale hidro:1155.7 MW*	- Centrale termo pe gaze naturale din import - CNE gr. 3, 4, 5 - CNE nouă
	c. CHE noi + grupuri noi pe gaze import		*- în centrale nucleare: 1400 MW*	- CHE noi - Centrale termo pe gaze naturale import
	d. Grupuri noi pe cărbune din import			- Centrale termo pe cărbune import
	e. Grupuri noi pe păcură din import			- Centrale termo pe păcură import

În varianta de referinţă în care se impune o restricţie, şi anume consumul cu prioritate al cărbunelui intern în centralele existente şi în construcţie, se remarcă faptul că este necesară montarea aceluiaşi număr de grupuri cu ciclu combinat pe gaze naturale, însă apar multe diferenţe. Astfel, valoarea funcţiei obiectiv în cazul impunerii unui anumit consum de lignit creşte cu peste 6 %, valoare considerată mare în termeni de cheltuieli totale. De asemenea, în ambele variante se remarcă că, deşi primul an în care este nevoie de putere pentru asigurarea valorii limită a indicelui de siguranţă (LOLP) de o zi pe an este anul 2009 (scenariu mediu de evoluţie a consumului), apare optimă instalarea primului grup nou cu cinci ani, respectiv cu trei ani mai devreme. Rezultă că pe termen lung este mai economic să se instaleze în avans grupuri noi cu eficienţă ridicată comparativ cu exploatarea grupurilor existente cu performanţe slabe faţă de cele noi. Durata cu care se devansează programele de punere în funcţiune este mai mare în ipoteza variantei de referinţă faţă de cea de referinţă cu restricţie.

Cu toate că investiţiile totale până în anul 2020 sunt aceleaşi în cele două variante (10,45 mild. USD - inclusiv dobânda în timpul construcţiei), cheltuielile totale de exploatare şi întreţinere sunt mai mari, în ipoteza funcţionării în bază cu centralele pe cărbune în ţară. Astfel, sporul anual al cheltuielilor de exploatare şi întreţinere va fi de 35 - 80 mil. USD/an pe perioada 1995 - 2000, circa 125 mil. USD/an pe perioada 2001 - 2005, circa 160 - 200 mil. USD/an pe perioada 2006 - 2010 şi circa 300 mil. USD/an pe perioada 2010 - 2020.

În condiţiile în care se doreşte menţinerea consumului de lignit şi huilă la nivelul anului 2000, este necesar să se instaleze după anul 2006, cinci grupuri noi de 500 MW pe lignit şi două grupuri noi de 500 MW pe huilă.

Variantele de realizare a unor grupuri în centrale hidroelectrice şi în centrale nucleare sunt mai avantajoase din punctul de vedere al cheltuielilor totale actualizate faţă de variantele cu grupuri în centrale termoelectrice arzând păcură sau cărbune din import.

Tabelul 7

Structura puterii noi instalate

Scenariul mediu de consum varianta de referinta

escaladarea preţului combustibilului conform prognozei bancii mondiale - mai 1995

Valoarea energiei nelivrate 1$/kWh; LOLP 1 zi/an (0,274 %)

Varianta de dezvoltare	Valoarea funcţiei obiectiv [mld. $]	Structura puterii nou instalate [MW] (suplimentar faţă de cea din STRATEGIA - RENEL mai 1995)								
		Perioada	Total	CHE	CNE	Lignit ţară	Huilă ţară	Gaze naturale import	Păcură import	Huilă import
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Varianta de referinţă		2001 - 2005	1320	-	-	-	-	2x660	-	-
		2006 - 2010	1980	-	-	-	-	3x660	-	-
A. Cu ordinea economică de	15,634	2011 - 2015	2640	-	-	-	-	4x660	-	-
încărcare a centralelor		2016 - 2020	5280	-	-	-	-	8x660	-	-
		2001 - 2020	11220	-	-	-	-	17x660	-	-
		2001 - 2005	-	-	-	-	-	-	-	-
B. Cu ordinea de încărcare în		2006 - 2010	1980	-	-	-	-	3x660	-	-
bază a centralelor	16,589	2011 - 2015	3960	-	-	-	-	6x660	-	-
pe lignit şi huilă		2016 - 2020	5280	-	-	-	-	8x660	-	-
		2001 - 2020	11220	-	-	-	-	17x660	-	-
Scenariul mediu de consum *Escaladarea preţului combustibilului conform prognozei bancii mondiale - mai 1995* *Valoarea energiei nelivrate 1$/kWh; LOLP ≤ 1 zi/an (0,274 %)*										
2 Cu menţinerea consumului de cărbune din ţară la nivelul anului 2000 prin funcţionarea în baza şi construirea de grupuri noi pe cărbune din ţară plus:										
a) Grupuri noi pe		2001 - 2005	-	-	-	-	-	-	-	-
gaze naturale din		2006 - 2010	1820	-	-	-	1 X 500	2 X 660	-	-
import	16,705	2011 - 2015	4640	-	-	3X1 00	1 X 500	4 X 660	-	-
		2016 - 2020	4960	-	-	2X5 00	-	6 X 660	-	-
		2001 - 2020	11420	-	-	5 X 500	2 X 500	12 X 660	-	-

Tabelul 7 (continuare)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
b) Finalizare CNE Cernavodă + CNE nouă	17,244	2001 - 2005	-	-	-	-	-	-	-	-
		2006 - 2010	1200	-	1 X 700	-	1 X 500	-	-	-
		2011 - 2015	5500	-	5 X 700	3 X 500	1 X 500	-	-	-
		2016 - 2020	5200	-	6 X 700	2 X 500	-	-	-	-
		2001 - 2020	11900	-	12 X 700	5 X 500	2 X 500	-	-	-
c) CHE noi + grupuri noi pe gaze import	16,731	2001 - 2005	132	132	-	-	-	-	-	-
		2006 - 2010	1933	113	-	-	1 X 500	2 X 660	-	-
		2011 - 2015	4640	-	-	3 X 500	1 X 500	4 X 660	-	-
		2016 - 2020	4300	245	-	2 X 500	-	5 X 660	-	-
		2001 - 2020	11005	-	-	5 X 500	2 X 500	11 X 660	-	-
d) Grupuri noi pe cărbune din import	17,333	2001 -2005	-	-	-	-	-	-	-	-
		2006 - 2010	1000	-	-	-	1 x 500	-	-	1 x 500
		2011 - 2015	6000	-	-	3 x 500	1 x 500	-	-	8 x 500
		2016 - 2020	5000	-	-	2 x 500	-	-	-	8 x 500
		2001 - 2020	12000	-	-	5 x 500	2 x 500	-	-	17 x 500
e) Grupuri noi pe păcură din import	17,293	2001 - 2005	-	-	-	-	-	-	-	-
		2006 - 2010	1000	-	-	-	1 x 500	-	1 x 500	-
		2011 - 2015	6000	-	-	3 x 500	1 x 500	-	8 x 500	-
		2016 - 2020	5000	-	-	2 x 500	-	-	8 x 500	-
		2001 - 2020	12000	-	-	5 x 500	2 x 500	-	17 x 500	-

Concluzii

Analizele pentru compararea diferitelor alternative de producere a energiei electrice sunt deosebit de complexe şi impun cunoşterea unui volum mare de date privind performanţele fiecărei alternative, posibilităţile şi securitatea aprovizionării cu combustibili, precum şi costurile aferente pentru construcţie, întreţinere şi exploatare.

În condiţiile în care există o legislaţie severă, impunând încadrarea în limite determinate a emisiilor poluante la nivel de ţară, stabilirea strategiilor de dezvoltare trebuie să pună în balanţă şi costurile impuse pentru respectarea acestor cerinţe.

Analizele de sensibilitate realizate cu programe speciale trebuie să asigure decidentul asupra stabilităţii soluţiei adoptate, având în vedere evoluţia diferiţilor factori, cum ar fi consumul de energie electrică, preţurile la combustibili, costul investiţiilor etc.

BIBLIOGRAFIE

[1] Wien Automatic System Planning (WASP) Package. *A computer code for power generating system expansion planning.* Version WASP-III Plus. IAEA, Vienna 1995

[2] *Energy and nuclear power planning study for Romania (covering the period 1989-2010).* Report prepared by a team of experts from Romania with the guidance of the International Atomic Energy Agency - IAEA, Vienna 1995

Referent: conf dr. ing. Florin Niculae Alexe - RENEL - GSCI

(Primit la 15 ianuarie 1996, acceptat la 2 aprilie 1996)

□

Comentariu

Materialul propus spre publicare este o sinteză a unor studii elaborate în RENEL - GSCI şi ISPE, ce analizează scenarii de evoluţie a sistemului electroenergetic românesc după anul 2000, urmărind selectarea tipurilor optime de noi capacităţi de producere exclusivă de energie electrică, în CNE sau CTE cu unităţi de mare putere şi în CHE. Grupurile "candidat" sunt judicios alese, ţinând seama de realizările recente pe plan mondial, prognozele sunt realiste şi acoperitoare, iar datele economice sunt corelate cu tendinţele pe termen mediu şi lung.

Un aspect interesant ce ar trebui să constituie un subiect de analiză pentru studiile ulterioare îl constituie amplasamentul viitoarelor capacităţi în CTE. Consider că nu toate acestea vor însemna şi noi amplasameante, în special dacă avem în vedere că pe viitor va fi din ce în ce mai dificil să se obţină licenţe pentru noi amplasamente. O variantă ar fi ca noile capacităţi în CTE să constituie retehnologizări profunde sau reechipări pe amplasamente existente, fapt ce ar reduce investiţiile, ar scurta duratele de construcţie, ar uşura conexiunea la sistem şi ar asigura mai uşor personalul calificat de exploatare în raport cu cazul unor centrale complet noi.

Apreciez ca deosebit de interesante pentru cititorii revistei Energetica informaţiile, scenariile şi concluziile autorilor şi consider că publicarea acestui material va contribui nu numai la buna informare, ci şi la intensificarea eforturilor tuturor specialiştilor pentru dezvoltarea şi diversificarea preocupărilor în domeniu.

conf. dr. ing. FLORIN ALEXE

Grupul de Studii, Cercetare şi Inginerie - GSCI

PROBLEMA EVOLUŢIEI VIITOARE A REŢELEI DE ENERGIE A ROMÂNIEI

dr.ing. ANCA POPESCU, ing. DOINA POPOVICI, ing.FLOAREA BREAZU, ing. OTILIA MARIN*

Sectorul energetic, componentă majoră a dezvoltării unei ţări, evoluează în strânsă corelaţie cu politica economico-socială şi tehnologică a ţării şi cu factorii externi care influenţează această dezvoltare.

În lucrare se prezintă reţeaua de energie a României concepută ca trasee ale fluxurilor de energie de la formele de energie primară la utilizări finale sau la forme de energie utilă şi se caută găsirea unui echilibru între consum şi producţie ţinând seama de toate formele de energie existente corelate cu tehnologiile de prelucrare, cu preţurile asociate tuturor proceselor şi cu constrângerile impuse de resursele energetice, financiare şi structurale şi de cerinţele de mediu.

The energy branch plays a key role in one country's development and is closely related both to the socio-economical and technical policy of this country and to external factors influencing this development.

The paper presents the Romanian energy flow network starting from the primary energy forms up to the energy end-use/useful energy forms, trying to establish a supply - demand balance considering all the existing energy forms correlated with the process technologies and their related prices and with the restrictions required by the energy resources, financial, structural and environmental conditions, as well.

Descriptori: reţele de energie, strategii, România

Introducere

Sectorul energetic reprezintă un sector strategic al unei ţări, fără energie neputându-se concepe dezvoltarea economico-socială a acesteia. Evoluţia pe termen scurt, mediu şi lung a acestui sector trebuie urmărită în strânsă corelaţie cu politica de dezvoltare economico-socială şi tehnologică a ţării şi cu influenţele factorilor externi asupra acestei dezvoltări.

Situaţia energetică a României în perioada 1970-1995 reflectă activitatea economico-socială a ţării, fiind puternic influenţată de schimbările majore pe plan economic, social şi politic după anul 1989, precum şi de recesiunea internaţională, de mutaţiile care au avut loc pe plan extern prin dezmembrarea CAER, prin crizele petroliere din Golf şi din fosta Yugoslavie.

Evoluţia indicatorilor energetici în ultimile decenii (tabelul 1, figura 1) evidenţiază disfuncţia, realităţile existente în economia României [1]. Astfel, dezvoltarea economică a ţării s-a caracterizat printr-o creştere intensă a unor ramuri energointensive şi în acelaşi timp mari consumatoare de materii prime combustibile (chimie şi petrochimie, metalurgie feroasă şi neferoasă), prin exploatarea intensă a resurselor

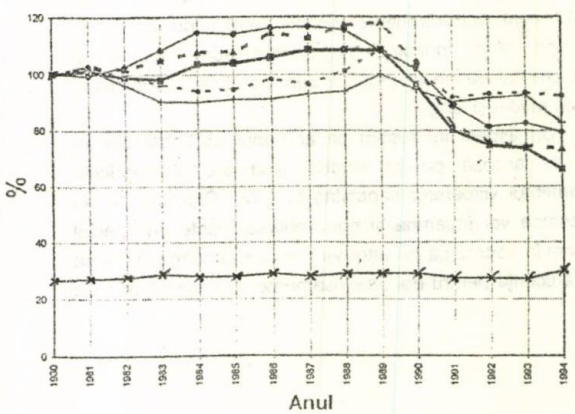


Fig.1. Indicatori macroeconomici şi energetici ai României: produsul intern brut (PIB); consumul de energie primară pe locuitor; ; consumul de energie electrică pe locuitor ; raportul dintre energia electrică şi energia primară; raportul dintre consumul de energie primară şi PIB; raportul dintre consumul de energie electrică şi PIB

naturale interne (lignit, gaze naturale, petrol etc.), prin utilizarea de tehnologii învechite, cu performanţe energetice slabe, prin oprirea proceselor de fabricaţie de cele mai multe ori la nivelul de produse semifabricate, ca şi prin practicarea unui comerţ nerentabil. În plus menţinerea

* Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE Bucureşti

Tabelul 1

Indicatori macroeconomici şi energetici ai României (1980-1994)

Anul	Produsul intern brut pe locuitor		Consumul de energie primară pe locuitor		Consumul de energie electrică pe locuitor		Raportul dintre energia electrică şi energia primară[2] [%]	Intensitate energetică a produsului intern brut privind:			
								Energia primară		Energia electrică	
	10^3lei[1]/loc	1980=100	kgcc/loc	1980=100	kWh/loc	1980=100		kgcc/10^3lei[1]	1980=100	kWh/10^3lei[1]	1980=100
1980	27,787	100,0	4161	100,0	3058	100,0	26,9	149,7	100,0	110,1	100,0
1981	27,620	99,4	4203	101,1	3131	102,4	27,3	152,1	101,6	113,3	102,9
1982	28,565	102,8	4109	98,8	3115	101,9	27,7	143,8	96,1	109,0	99,0
1983	30,177	108,6	4083	98,1	3210	105,0	28,8	135,2	90,3	106,3	96,5
1984	31,872	114,7	4301	103,4	3300	107,9	28,1	134,9	90,1	103,5	94,0
1985	31,705	114,1	4325	103,9	3304	108,0	28,0	136,4	91,1	104,2	94,6
1986	32,316	116,3	4416	106,1	3501	114,5	29,0	136,6	91,2	108,3	98,4
1987	32,427	116,7	4522	108,7	3454	112,9	28,0	139,4	93,1	106,5	96,7
1988	32,094	115,5	4519	108,6	3579	117,0	29,0	140,7	94,0	111,5	101,3
1989	30,121	108,4	4526	108,8	3614	118,2	29,2	150,0	100,2	120,0	109,0
1990	28,370	102,1	4017	96,5	3179	104,0	29,0	141,6	94,6	121,1	101,8
1991	24,730	89,0	3340	80,0	2505	81,9	27,5	135,1	90,2	101,3	92,0
1992	22,619	81,4	3100	74,5	2320	75,9	27,4	121,5	91,6	102,6	93,2
1993	22,040	82,6	3059	73,5	2273	74,3	27,2	138,8	92,7	103,1	93,6
1994	22,081	79,4	2741	65,9	2247	73,5	30,0	124,1	82,9	101,8	92,5

Sursa: Comisia Naţională de Statistică
Notă : (1) Preţuri constante 1980
(2) Factor de conversie: 10^3 kWh = 0,366 tcc

artificială a unor preţuri scăzute la energie până în 1989 a avut drept consecinţă acordarea unei atenţii minime, declarative, faţă de utilizarea eficientă a energiei şi conservarea ei.

Compararea indicatorilor energetici din România cu cei ai altor ţări evidenţiază necesitatea schimbării concepţiei în abordarea problemelor energetice în condiţiile restructurării economiei româneşti, acordându-se o atenţie deosebită creşterii eficienţei energetice, conservării energiei şi micşorării impactului asupra mediului.

La nivelul anului 1988 consumul de energie primară pe locuitor în România de 3,16 tc.c., a fost mai mare decât al Turciei (de 3,4 ori), Portugaliei (de 2,1 ori), Greciei (de 1,5 ori), Spaniei (de 1,46 ori), Italiei (de 1,2 ori), Ungariei (de 1,13 ori) şi mai mic decât al Poloniei (de 1,06 ori), Angliei (de 1,18 ori) şi al restului ţărilor OECD (fig. 2) [2]. La nivelul anului 1992 acesta s-a menţinut mai mare decât cel realizat în Turcia şi Portugalia, comparabil cu cel al Greciei şi mai mic decât cel realizat de Spania, Italia şi restul ţărilor OECD.

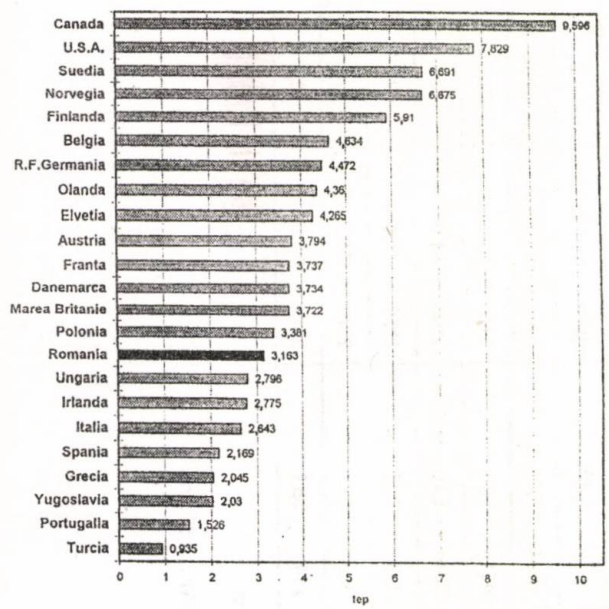


Fig.2.Consumul de energie primară pe locuitor pentru unele ţări în anul 1988.

Surse: Banca Mondială pentru populaţie şi PIB pe locuitor CEE ONU pentru consumul de energie.

Intensitatea consumului de energie finală este una din cele mai ridicate în Europa. Astfel, în 1988, pentru a produce 1000 US$ PIB, în România s-a consumat mai multă energie primară decât în Ungaria (de 1,3 ori), Turcia (de 2 ori), Grecia (de 3,5 ori), Portugalia (de 3,6 ori), Suedia (de 4 ori), Norvegia (4,4 ori), Olanda (de 5 ori), Anglia (de 5,2 ori) (fig. 3), [2]. La nivelul anului 1992 valoarea energiei primare consumate în România pentru a produce 1000 US$ PIB a fost de două ori mai mare decît cea din Turcia, Grecia sau Portugalia. Transformarea leu/US$ s-a efectuat la rata de schimb oficială.

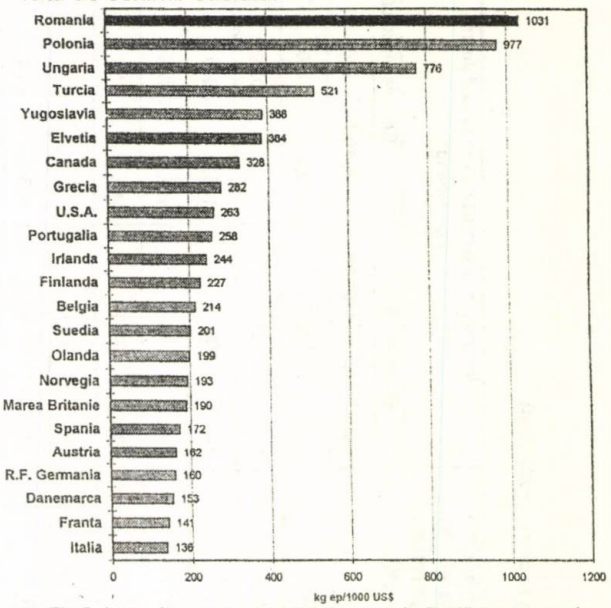


Fig.3. Intensitatea consumului de energie finală pentru unele ţări în anul 1988.

Surse: Banca Mondială pentru populaţie şi PIB pe locuitor CEE ONU pentru consumul de energie.

Valoarea mare a intensităţii consumului de energie finală al României comparativ cu cea din majoritatea ţărilor europene evidenţiază existenţa unor posibilităţi mari de reducere, pentru a creşte eficienţa economică în condiţiile unei economii de piaţă.

Consumul de energie electrică pe locuitor în România a fost în 1988 de 2681 kWh, fiind mai mare decât al Turciei (de 3,83 ori) şi al Portugaliei (de 1,33 ori), comparabil cu cel al Greciei şi mai mic decât al Poloniei (de 1,06 ori), Spaniei (de 1,1 ori), Ungariei (de 1,11 ori), Italiei (de 1,28 ori) şi restului ţărilor OECD [2]. În anul 1992, acest consum a rămas mai mare decât al Turciei, dar mai mic decât al celorlalte ţări din Europa.

Raportul dintre consumul de energie electrică şi cel de energie finală de 10,5% din 1988, plasa România înaintea Turciei (9,0%), dar după Polonia (11,5%), Ungaria (13,4%) şi după toate ţările OECD (fig. 4) [2]. Acest indicator precum şi consumul de energie electrică pe cap de locuitor, reflectă nivelul scăzut de penetrare a energiei electrice în activităţile socio-economice.

Intensitatea consumului de energie electrică din România de 1259 kWh/1000 US$ PIB la nivelul

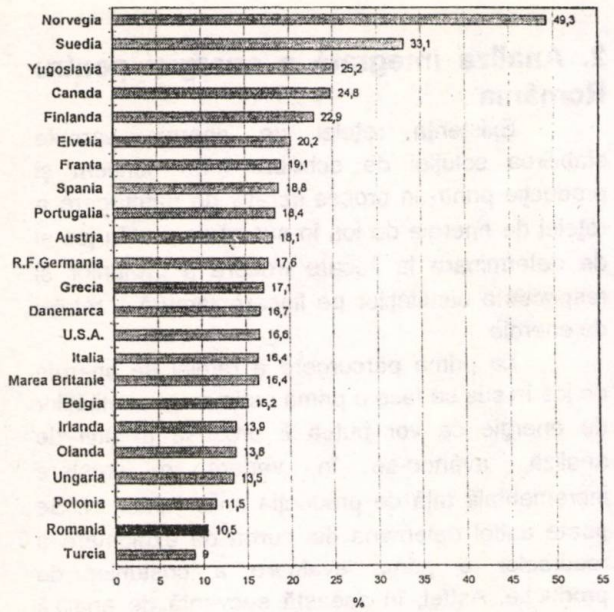


Fig.4. Raportul dintre consumul de energie electrică şi consumul final de energie în unele ţări în anul 1988.
Surse: Banca Mondială pentru populaţie şi PIB pe locuitor CEE ONU pentru consumul de energie.

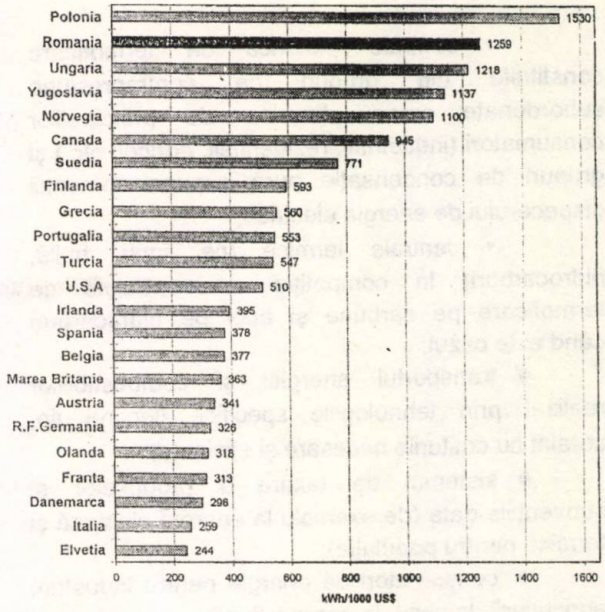


Fig.5. Intensitatea consumului de energie electrică pentru unele ţări în anul 1988.
Surse: Banca Mondială pentru populaţie şi PIB pe locuitor CEE ONU pentru consumul de energie.

anului 1988 a fost mai mică decât cea a Poloniei (1,2 ori) şi mai mare decât a Ungariei (1,03 ori), Norvegiei (1,14 ori) şi a restului ţărilor OECD (fig. 5) [2]. În 1992 cantitatea de energie electrică consumată pentru a produce 1000 US$ PIB a fost de trei ori mai mare decâ cea a Spaniei şi de două ori mai mare decât cea a Turciei, Greciei sau Portugaliei.

O atenţie deosebită trebuie acordată modului de acoperire a cererii de energie, având în vedere că producţia purtătorilor de energie primară a României nu este suficientă, ceea ce determină apelarea la import.

Astfel, după anul 1984 acest import a crescut continuu, atingând maximum de 33,8 mil. tc.c. în 1990, ceea ce reprezenta circa 36% din total consum, şi a scăzut în perioada 1991-1995, fiind în 1994 de 17,6 mil tc.c. (ceea ce reprezintă 26,7% din total consum) ca urmare a declinului economic [1].

1. Caracteristicile reţelei de energie a României

Stabilirea strategiilor în domeniul energetic se realizează prin analiza în detaliu a evoluţiei consumului de energie şi a producţiei, ţinând seama de toate formele de energie existente corelate cu tehnologiile de prelucrare, cu cantităţile disponibile şi cu preţurile asociate diferitelor activităţi de extragere, transport, prelucrare.

Realizarea reţelei de energie, concepută ca trasee de energie de la formele de energie primară (ţiţei, cărbune, gaze naturale, energie hidraulică, solară etc.) la utilizări finale (energie electrică, benzină, păcură etc.) sau la forme de energie utilă (căldură pentru încălzirea spaţiilor, iluminat, forţă motrice etc.) este deosebit de importantă în condiţiile în care se urmăreşte stabilirea unui echilibru între consumul şi producţia de energie [3].

Reţeaua de energie a României (fig. 6) s-a realizat luând în considerare:

- ♦ resursele interne de energie primară (cantităţi şi costurile aferente producerii, având în vedere subvenţiile acordate de guvern pentru cărbune şi taxele impuse la gaze naturale);
- ♦ importurile de combustibil şi de resurse de energie primară în competiţie cu forme similare, chiar în sectorul de producere a acestora (de exemplu, păcura din import în competiţie cu cea produsă în rafinăriile din ţară la nivelul sectorului de transformare şi nu la nivelul utilizatorilor);
- ♦ sectorul de transformare, şi anume:
  - cocseriile, care pe lângă produsul principal (cocs sau semicocs) realizează şi produse secundare (gaze de cocs şi semicocs) folosite în cea mai mare parte în procesul producţiei, iar restul, pentru producerea energiei electrice şi termice;
  - rafinăriile cu performanţele lor, capacitatea de prelucrare a ţiţeiului fiind corelată cu necesarul de păcură, produsele petroliere în surplus fiind exportate;
  - centrale ce produc numai energie electrică (hidroelectrice, electrice de condensaţie pe huilă, lignit, hidrocarburi, gaze naturale , uraniu);

• centrale electrice de termoficare constituite din grupuri de contrapresiune subordonate sarcinii termice ale principalilor consumatori (industriali, rezidenţiali, agricoli etc.) şi grupuri de condensaţie pură supuse comenzii dispecerului de energie electrică;

• centrale termice (pe lignit, huilă, hidrocarburi) în competiţie cu centralele de termoficare pe cărbune şi apoi pe hidrocarburi când este cazul;

♦ transportul energiei şi combustibililor realizat prin tehnologiile specifice fiecărui tip, corelat cu costurile necesare şi eficienţa;

♦ sistemul de taxare a produselor şi subvenţiile date (de exemplu la energie electrică şi termică pentru populaţie);

♦ consumatori de energie pentru industrie, agricultură, la nivel de energie finală;

♦ consumatori de energie pentru populaţie, sectoarele de servicii şi transporturi la nivel de energie utilă, ţinând seama de tipurile de necesităţi (preparare hrană, încălzit şi apă caldă, iluminat, transport local, la distanţă etc.) şi echipamentele specifice utilizate.

Reţeaua de energie este caracterizată prin nodurile şi legăturile sale. Legăturile transportă două informaţii de la un nod la altul, şi anume preţ şi cantităţi. În noduri, pe baza informaţiilor primite, se iau decizii. Există cinci categorii de noduri, şi anume: nodurile privind resursele, nodurile privind procesele de transformare nodurile privind cererile de energie, nodurile de decizie şi nodurile pentru politica de preţuri.

2. Analiza integrată a energiei pentru România

Existenţa reţelei de energie permite stabilirea soluţiei de echilibru între consum şi producţie printr-un proces iterativ de parcurgere a reţelei de energie de jos în sus şi de sus în jos şi de determinare la fiecare trecere a preţurilor şi respectiv a cantităţilor pe fiecare ramură a reţelei de energie.

La prima parcurgere a reţelei de energie de jos în sus se face o primă estimare a cantităţilor de energie ce vor putea fi produse în anii de analiză, avându-se în vedere o creştere incrementală faţă de producţia anilor anteriori. Se poate astfel determina din curba de exploatare a resurselor o primă evaluare a costurilor de producţie. Astfel, în această secvenţă de analiză de "trecere în sus", preţurile în nodurile reţelei se stabilesc având ca punct de plecare preţurile resurselor, iar fiecare linie a reţelei are asociat un anumit preţ.

În secvenţa de analiză "trecere în jos", în care se parcurge reţeaua de energie de sus în jos, se stabilesc cantităţile de energie pentru fiecare nod de reţea, avându-se în vedere cererea din nodurile de consum.

Preţurile asociate fiecărei legături a reţelei sunt utilizate astfel în nodurile de decizie pentru a se calcula cota de piaţă. In final se determină cantitatea totală necesară din fiecare resursă.

Analizele iterative ale reţelei de energie prin "trecere în sus" şi "trecere în jos" permit în final

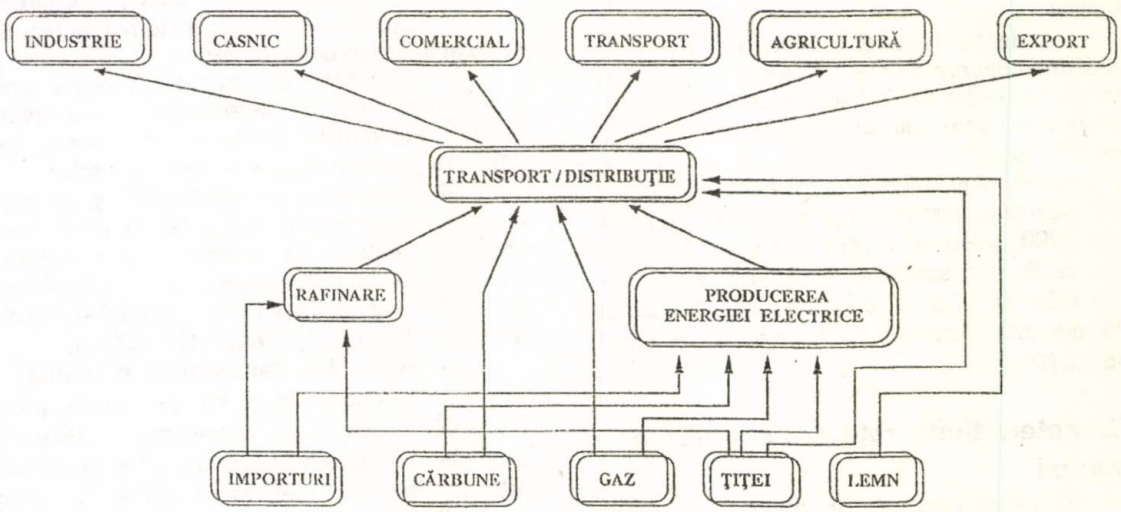


Fig.6. Reţeaua simplificată de energie.

determinarea soluţiei de echilibru consum-producţie pentru fiecare an de analiză.

Utilizarea programelor performante, ca, de exemplu, programul BALANCE [3] permite realizarea unor analize an de an pe o perioadă de 30 de ani şi evaluarea:

- necesarului de energie primară din ţară şi din import pentru acoperirea necesarului de energie finală;
- costului aprovizionării cu energie din ţară şi din import;
- costului fiecărei forme de energie, la nivel de producţie şi de livrare la consumator, ţinând seama de costurile de transport şi de distribuţie);
- volumului subvenţiilor totale şi pe forme de energie;
- volumului taxelor totale şi pe forme de energie.

Analizele realizate pe reţeaua de energie a României au permis să se stabilească:

- impactul pe termen mediu şi lung al diferitelor ipoteze de dezvoltare a sectoarelor economiei asupra aprovizionării cu energie din ţară şi din import;
- influenţa asupra aprovizionării cu energie a diferitelor scenarii de dezvoltare a capacităţilor de producere a energiei electrice şi termice;
- influenţa creşterii importului de produse petroliere, comparativ cu importul de ţiţei şi rafinarea acestuia în ţară;
- influenţa preţurilor combustibililor asupra structurii necesarului de energie şi a acoperirii acestuia cu resurse primare de energie.

Aceste analize au în vedere armonizarea strategiilor optime de dezvoltare a diferitelor sectoare în scopul stabilirii unei strategii generale optime de dezvoltare.

Ţinând seama de prognozele de dezvoltare economico-socială şi tehnologică în România s-au stabilit diferite prognoze de evoluţie a cererii de energie finală (tabelul 2) şi de evoluţie a cererii de energie primară (tabelul 3), luând în considerare evoluţia preţurilor combustibililor indicată de Banca Mondială (tabelul 4).

Tabelul 2

Evoluţia cererii de energie finală

	1996	2000	2010	2020
Total energie finală, în 10^6 GJ, din care:	1290	1420	1695	2060
- energie electrică	152	176	246	326
- abur şi apă caldă	412	450	552	600
- gaze	315	337	364	450
- altele	411	457	533	684

Tabelul 3

Evoluţia cererii de energie primară

	U. M.	1996	2000	2010	2020
Cererea de resurse de energie primară, din care:	10^6GJ	1753	1971	2355	2836
- din România	10^6GJ	1192	1157	1152	1135
- din import	10^6GJ	561	814	1203	1701
Total cost, din care:	10^9US$	5,1	6,4	7,7	9,3
-pentru producţia din ţară	10^9US$	2,5	2,7	2,7	2,6
-pentru import	10^9US$	2,6	3,7	5,0	6,7

Tabelul 4

Evoluţia preţului combustibililor indicată de Banca Mondială

Tipul combustibilului	U. M.	1996	2000	2010	2020
Ţiţei	US$/boe	16,0	18,4	18,4	18,4
Gaze naturale	US$/1000m^3	97,8	111,8	111,8	111,8
Cărbune 24660 kJ/kg	US$/ t	40,0	43,7	44,4	44,6

Evoluţia modului de acoperire a cererii de energie primară a ţinut seama de situaţia resurselor autohtone, arătând că în viitor, după anul 2010, România va trebui să-şi acopere din import mai mult de jumătate din necesităţile de resurse primare în anumite scenarii de acoperire a cererilor de energie electrică şi termică.

Este de aşteptat ca în anul 2000 costul energiei primare importat să fie circa 12% din PIB şi 10% în anul 2020.

Diferitele strategii de producere a energiei electrice şi termice influenţează cererea de energie primară, costurile de investiţii şi costurile cu combustibilul.

Dacă nu se fac eforturi pentru creşterea eficienţei în minerit în România, pentru a reduce preţul de cost la cărbunele autohton la valori similare cu preţurile internaţionale, într-o economie reală de piaţă este de aşteptat să scadă cererea de cărbune. De asemenea, dacă nu se creşte eficienţa la grupurile ce produc energie electrică arzând cărbune în comparaţie cu alte grupuri utilizând alte tehnologii, este de aşteptat să se reducă cererea de cărbune în condiţiile în care se au în vedere cerinţele impuse de protecţia mediului.

Analiza modului în care variaţia preţurilor combustibililor influenţează cererea de energie în sectorul rezidenţial evidenţiază următoarele:

- creşterea preţului cărbunelui din ţară cu 15% peste preţul de piaţă duce la creşterea cererii de lemne, gaze naturale şi de produse petroliere;

• creşterea preţului gazului natural cu 20% faţă de scenariul prezentat duce în 2020 la reducerea cererii de gaz cu circa 7%, crescând cererea de produse petroliere şi de căldură furnizată în sisteme centralizate de încălzire;

• creşterea cu 20% a preţului căldurii furnizate în sisteme de alimentare centralizată duce în 2020 la reducerea cererii de căldură în aceste sisteme cu circa 10%, apărând în schimb cereri suplimentare de gaze naturale şi produse petroliere.

Concluzii

Cererea de energie şi modul de acoperire a acestei cereri sunt influenţate de factori autohtoni şi externi.

Factorii tehnologici, care sunt foarte importanţi pentru conservarea energiei şi mediului, trebuie consideraţi pentru creşterea eficienţei pentru întreaga reţea de energie de la extracţie până la consum.

Analizele în detaliu ale tuturor sectoarelor din reţeaua de energie permit realizarea unor politici de preţuri corelate, care să asigure creşterea eficienţei la nivel naţional, punând în balanţă atât interesele producătorilor, cât şi ale consumatorilor. Pe baza acestor analize se structurează o politică energetică coerentă, ce asigură dezvoltarea durabilă a României.

BIBLIOGRAFIE

[1] *Strategia de dezvoltare a industriei energiei electrice şi termice în perioada 1995-2000*

[2] *Energy and nuclear power planning study for Romania (covering the period 1989-2010)*, IAEA, september 1995

[3] Buering, W., Hamilton, B., Guziel, K., Cirillio, R. *ENPEP: An Integrated Approach for Modeling National Energy Systems*, Argonne National Laboratory, June 1991

Referent: dr.ing. Nicolae Liciu - Direcţia Energie, Petrol şi Gaze, Ministerul Industriilor

(Primit la 15 ianuarie 1996, acceptat la 4 aprilie 1996)

Informaţii

În numărul 1, seria B /1996, al revistei Energetica au apărut următoarele materiale:

CORNELIU PÂSLARU: Editorial

ROXANA PALADE, VICTOR TEODOROIU, MARIAN VLĂDESCU: Diagnoza asistată de calculator - condiţii de realizare la instalaţiile de turbine cu abur

DAN ZLATANOVICI : Proceduri de supraveghere şi diagnoză "on-line", gestiune de date şi mentenanţă predictivă la generatoarele electrice de mare putere

FILIP ENGSTER , HORAŢIU SPÎNOCHE, VLADIMIR BERZAN: Metode de diagnoză a stării izolaţiilor statorice ale maşinilor electrice

ION CONECINI, CORNELIU PÂSLARU, RADU CONSTANTIN: Concepţia G.T.D.E.E. privind trecerea de la mentenanţa preventivă la cea bazată pe fiabilitate

CRISTIAN FEZI., MIRCEA SILAGHI , SORIN PICIU , CRISTIAN BUDU, NISTOR NICA: Tehnologie pentru depistarea din elicopter a contactelor defecte la LEA prin termografie în infraroşu

EUGEN MIHALCEA, LUCIAN CIUPULIGA: Estimarea periodicităţii optime a reviziilor întrerupătoarelor de medie tensiune cu ulei puţin

CRISTIAN SORIN PISPIRIS: Tehnologii de diagnoză a liniilor electrice în cablu

INFORMAŢII

RECENZII

CORNEL SFETCU, CORNEL BIANCHI : x x x Philips Lighting Manual, Eindhoven, 1993

ADRIANA GEORGESCU, CORNEL BIANCHI: x x x History of Light and Lighting, Eindhoven, 1986

HRISIA MOROLDO, CORNEL BIANCHI : Vandeplanque, P. L'eclairage - notions de base - project d'installations. Ed. TEC - DOC - LAVOISIER, Londra - Paris - New York, 1993

ABORDĂRI MODERNE ALE RELAŢIEI FURNIZOR-CONSUMATOR DE ENERGIE ŞI PARTICIPAREA ALTOR ORGANIZAŢII ÎN CADRUL MANAGEMENTULUI UTILIZĂRII ENERGIEI (DSM)

ş.l.ing.DANIELA SCRIPCARIU, ş.l.ing.MIRCEA SCRIPCARIU, prof.dr.ing.AURELIU LECA*

Managementul utilizării energiei (DSM) face parte integrantă din procesul de planificare integrată a resurselor. Într-un sens larg, DSM se referă la acţiunile desfăşurate de diverse instituţii sau organizaţii, altele decât consumatorii, pentru a influenţa cererea de energie a consumatorilor prin îmbunătăţiri în modul lor de utilizare a energiei [3].

Deşi iniţial programele DSM au fost concepute în ideea implicării doar a furnizorilor de energie la consumator, în ultimii ani se constată o importantă creştere a intervenţiei guvernelor, a instituţiilor bancare, a companiilor de servicii energetice etc.

În lucrare se prezintă rolul diverselor organizaţii care pot fi implicate în managementul utilizării energiei. De asemenea, se pun în evidenţă câteva acţiuni necesare la nivel instituţional pentru implementarea şi aplicarea programelor DSM în România.

Demand-side management (DSM) is part of the integrated resource planning process. In a large sense, DSM refers to actions performed by institutions or organisations, other than consumers, for influencing consumer's demand by increasing the efficiency of their energy use [3].

Initially, the programmes were conceived only for utilities to be involved in consumer's patterns of energy use, but in the last years there is an important increase of Government, banking institutions, energy service companies involvement.

In the paper the role of different organisations in demand-side management is presented. Some necessary actions to be taken at institutional level for DSM implementation and application in Romania are underlined too.

Descriptori: relaţii furnizor-consumator de energie, managementul utilizării energiei

Introducere

Planificarea integrată a resurselor (Integrated Resource Planning-IRP) este o abordare modernă şi în evoluţie a metodelor de planificare folosite de furnizorii de energie în evaluarea diverselor opţiuni de furnizare şi consum, pentru a satisface în mod eficient necesităţile de servicii energetice ale consumatorilor [5].

Managementul utilizării energiei (Demand Side Management - DSM) reprezintă o resursă energetică ieftină care intră în competiţie cu celelalte resurse în procesul IRP. Principalele condiţii de realizare a programelor DSM sunt:

– existenţa unui proces de planificare integrată a resurselor, în care opţiunile pentru eficienţa energetică să poată fi comparate pe o bază economică cu alte opţiuni privind resursele;

– stabilirea diverselor opţiuni printr-o evaluare corectă şi completă a tuturor costurilor şi beneficiilor asociate, inclusiv a celor externe sistemului furnizor-consumator de energie;

– crearea unui cadru legislativ şi de reglementări care să stabilească relaţiile dintre consumatori şi alte instituţii implicate în DSM, care să determine ca şi economisirea energiei să fie la fel de profitabilă ca şi vânzarea ei.

Importanţa acordată DSM de către companiile furnizoare de energie electrică din ţările dezvoltate privind îmbunătăţirile în eficienţa utilizării energiei este confirmată de mărimea fondurilor alocate de aceste companii, care depăşesc 6% din cifra anuală de afaceri.

Implementarea cu succes a managementului utilizării energiei (DSM) presupune exercitarea unor anumite roluri de către

* Catedra UNESCO, Universitatea "POLITEHNICA" Bucureşti

diferite instituţii, organizaţii, agenţi economici, consumatori, precum şi reconsiderarea relaţiilor dintre furnizorii şi consumatorii de energie.

1. Rolul companiilor furnizoare de energie în cadrul DSM

Iniţial, programele DSM au fost concepute în ideea implicării furnizorilor de energie la consumator. Principalele moduri de implicare a diverşilor furnizori în programele DSM aplicate până în prezent în lume sunt:

* Investiţii în programe DSM caracterizate mai ales de termene de recuperare scăzute.
* Căutarea, de către furnizori, a unor soluţii de finanţare care să limiteze impacturile asupra tarifelor pentru energie.
* Practicarea de sisteme tarifare stimulative opţionale.
* Reevaluarea pieţei pentru serviciile DSM, permiţând servicii şi activităţi adaptate consumatorilor.
* Adoptarea unor programe DSM uşor transferabile de la un consumator la altul.
* Reevaluarea responsabilităţilor în cadrul programelor DSM, în scopul negocierii/ parteneriatului cu guvernele.
* Considerarea licitaţiilor pentru competiţie la achiziţionarea şi la vânzarea energiei, inclusiv prin folosirea de intermediari.

Considerăm că, indiferent de propunerile care vor fi adoptate pentru restructurarea regiilor din sectorul energetic românesc, se impune crearea şi dezvoltarea, în cadrul viitoarelor companii de furnizare a energiei, a unor compartimente de consultanţă pentru consumatori, a unor structuri menite să realizeze lucrări pentru aceştia, inclusiv pentru informarea şi pregătirea consumatorilor în probleme energetice.

Pentru energiile "de reţea "(electrică, termică, gaze naturale, apă), care prezintă interes maxim din punctul de vedere al introducerii şi dezvoltării DSM, este necesar ca regulile de furnizare şi utilizare să fie stabilite unitar, prin reglementări aprobate prin Hotărâri de Guvern. În prezent, există astfel de regulamente pentru energia electrică şi termică, fiind în curs de finalizare cel pentru gazele naturale. Pe această bază se întocmesc contractele de furnizare a energiei.

Apreciem însă că raporturile dintre furnizorii de energie şi consumatori trebuie să fie reconsiderate, din următoarele puncte de vedere [2]:

- precizarea obiectului contractului;
- drepturile şi obligaţiile părţilor implicate;
- responsabilităţile părţilor contractante;
- transparenţa în activităţile de interes comun;
- jurisdicţia soluţionării litigiilor.

Se impune extinderea zonei clauzelor din contract care se negociază direct şi de pe *poziţii de totală egalitate între cele două părţi: furnizor şi consumator.* În felul acesta, există posibilitatea de a se ţine seama de particularităţile pe care le prezintă cei doi contractanţi şi totodată, pot fi adoptate soluţii originale şi variate în ceea ce priveşte menţinerea siguranţei instalaţiilor sistemelor de energie, modalităţile de plată a energiei livrate, a cuantumului penalităţilor, evaluarea despăgubirilor, formele concrete de implementare a managementului utilizării energiei (DSM) şi altele.

Promovarea unor noi relaţii între furnizori şi consumatori, bazate pe aranjamente juridice echilibrate şi echitabile, pe un dialog permanent mai eficient, precum şi pe recunoaşterea reciprocă a intereselor şi identificarea obiectivelor de interes comun constituie premise solide în introducerea unor măsuri de perfecţionare a managementului utilizării energiei, de creştere a eficienţei energetice la toate categoriile de consumatori [1].

2. Rolul guvernului în cadrul DSM

Principiile pe baza cărora ar trebui să intervină Guvernul în modul de utilizare a energiei sunt următoarele:

- În cadrul unei economii de piaţă, Guvernul joacă un rol stimulator faţă de creşterea eficienţei energetice, însă nu trebuie să se implice decât în mică măsură în implementare.
- Guvernul poartă răspunderea pentru stabilirea strategiei de creştere a eficienţei modului de utilizare a energiei.
- Pentru realizarea acestei strategii, Guvernul dispune de posibilitatea aplicării unui ansamblu de politici: legislativă, tarifară, de impozitare şi credit, de investiţii, de dezvoltare industrială şi restructurare, de privatizare, instituţională, comercială şi vamală, de cooperare economică internaţională, de gestionare a resurselor umane şi management, de protecţie a mediului ambiant, de stimulare a cercetării ştiinţifice şi învăţământului.

În prezent, experienţa multor ţări cu sisteme energetice performante ne indică o reconsiderare a rolului guvernului în cadrul unor

asemenea programe. În cele ce urmează, sunt sintetizate principalele modalităţi de intervenţie a guvernului pentru a promova managementul utilizării energiei:

* stabilirea standardelor minime de eficienţă pentru aparate şi echipamente utilizatoare de energie;

* încurajarea adoptării de pachete de programe DSM (prin recomandări sau reglementări), pentru a reduce cheltuielile de concepere şi implementare ale acestora;

* creşterea sprijinului acordat pentru finanţarea programelor DSM, prin scheme financiare şi de impozitare adecvate;

* considerarea planificării integrate a resurselor ca o metodă generală de abordare;

* organizarea (ca intermediar) de licitaţii pentru participarea diverselor instituţii (concepţie, finanţare, implementare, urmărire) în cadrul programelor DSM;

* creşterea rolului şi importanţei acordate serviciilor energetice, diversificarea acestora;

* evaluarea unor soluţii bazate pe tehnologii noi, performante energetic;

* stabilirea unor niveluri minime de activităţi DSM.

Studiul "Promovarea unor noi relaţii furnizor-consumator de energie: managementul consumului de energie (DSM), politici tarifare" realizat în noiembrie 1995 de către Catedra UNESCO în colaborare cu specialişti din domeniul energeticii româneşti, propune câteva *modificări instituţionale* (cu implicare guvernamentală) utile pentru a defini cadrul pentru un proces de planificare integrată a resurselor. Acestea se referă la:

– înfiinţarea unui organism decizional (Comitetul Naţional pentru Eficienţă Energetică) aflat direct în subordinea Guvernului, care să elaboreze şi să implementeze un Program Naţional de Eficienţă Energetică şi să gestioneze cheltuielile de la Fondul de Eficienţă Energetică (fie prin transformarea ARCE, fie prin crearea unei instituţii separate);

– ieşirea ARCE din subordinea Ministerului Industriilor;

– crearea unui organism specializat de reglementare în energetica românească.

În condiţiile trecerii la economia de piaţă şi eforturilor de integrare a României în Uniunea Europeană, un important rol normativ revine Institutului Român de Standardizare, atât pentru normalizarea producerii, transportului şi distribuţiei energiei, cât şi pentru standardizarea în domeniul receptoarelor de energie. Deşi s-au înregistrat progrese, există încă deficienţe în standardele din ţara noastră privind calitatea "produselor " energetice (la alt nivel într-o economie de piaţă faţă de situaţia din trecut), precum şi eficienţa energetică a aparatelor şi echipamentelor consumatoare de energie produse în ţară sau importate.

3. Rolul ..'lor în DSM

Companiile de servicii energetice (ESCO), firmele de consultanţă, instituţiile bancare reprezintă principalele organizaţii - altele decât furnizorii şi guvernele - care se pot implica în activităţile de management al utilizării energiei. Terţii devin tot mai importanţi, deoarece pot oferi, în afara analizelor energetice şi a soluţiilor tehnice eficiente energetic, propuneri de scheme de finanţare sau de participare la finanţare, soluţii de stimulare (iniţială) a fabricaţiei de echipamente eficiente energetic etc.

3.1. Rolul instituţiilor financiare

• Băncile şi celelalte instituţii financiare trebuie să atragă capital pentru realizarea investiţiilor menite să asigure creşterea eficienţei energetice, să furnizeze garanţii pentru obţinerea acestui capital şi, desigur, să urmărească realizarea de profit.

• Nu trebuie uitat că, pentru bănci, eficienţa energetică este o alternativă de investire.

• Instituţiile financiare trebuie să se conştientizeze de nevoia de finanţare a investiţiilor de eficienţă energetică, astfel încât acestea să fie estimate corespunzător în cadrul procesului de aprobare a creditelor şi să găsească modalităţile tehnice optime de montare a liniilor de credit, precum şi a schemelor de finanţare celor mai potrivite diferitelor situaţii.

3.2. Rolul companiilor de servicii energetice

Conceptul de serviciu energetic ar trebui înţeles ca un produs final. Energia este o necesitate derivată, adică este ceva ce se consumă pentru a obţine alt produs sau alt serviciu. Consumatorul cumpără energie electrică pentru a se încălzi sau răcori, pentru a-şi ilumina casa sau pentru a ilumina o clădire, pentru a realiza diverse bunuri etc. El ar accepta şi o altă sursă de energie pentru a-şi realiza obiectivul final dacă serviciul rezultant este echivalent sau mai bun

decât serviciul oferit de furnizorul de energie electrică şi dacă cheltuiala este egală sau mai mică.

Pentru a lua realmente o decizie eficientă economic, un consumator oarecare trebuie să analizeze serviciul energetic care i se oferă ca produs final. Consumatorii pot să-şi atingă scopurile finale propuse printr-o combinaţie optimă de utilizare a energiei şi a resurselor financiare. Acest cuplu capital-energie se poate optimiza prin luarea în considerare a costurilor totale ale diferitelor combinaţii capital-energie ce pot conduce la îndeplinirea scopurilor finale propuse.

Companiile de servicii energetice (ESCO) sunt în general în proprietatea privată, înfiinţate cu scopul de a ajuta industria, firmele de orice natură şi populaţia să investească în măsuri de îmbunătăţire a eficienţei energetice, oferind finanţare, expertiză de specialitate şi instalare de tehnologii şi sisteme eficiente energetic, proiectare şi urmărire pentru proiecte de eficienţă energetică. ESCO pot avea un rol important în finanţarea proiectelor de eficienţă energetică, care, de multe ori, necesită investiţii care reprezintă sume mici pentru instituţiile finanţatoare. ESCO pot grupa mai multe proiecte de eficienţă energetică şi astfel, pot solicita, urmări şi conduce corect scheme de finanţare pentru asemenea proiecte.

Categoriile de clienţi cărora li se adresează ESCO sunt: şcoli, spitale, universităţi, clădiri guvernamentale, organizaţii non-profit, clădiri publice, consumatori industriali, comerciali, blocuri de locuinţe etc.

Schemele de finanţare oferite de ESCO pot fi: închiriere (leasing), împrumuturi, împărţirea cu clientul a economiilor realizate ("shared savings"), finanţare prin terţi.

Se constată că preocupările pentru dezvoltarea pieţei serviciilor energetice în ţările Europei Centrale şi de Est sunt din ce în ce mai intense, astfel că ESCO au fost deja înfiinţate în Republica Cehă, Ungaria, Polonia (cu participare parţială de capital străin).

Dezvoltarea unei pieţe a serviciilor energetice cu consecinţa ei primordială, "creşterea eficienţei energetice " , ar putea aduce ţării următoarele *avantaje* [2]:

- reducerea importurilor de combustibili şi, deci, reducerea cheltuielilor valutare asociate;
- reducerea poluării mediului ambiant datorită arderii în centrale a unei cantităţi mai reduse de combustibil;
- dirijarea capitalului ce nu mai este necesar a fi investit în capacităţi suplimentare de producere în sectorul energetic către alte proiecte eficiente din cadrul economiei;
- creşterea competitivităţii produselor autohtone pe piaţa internă şi pe pieţele externe;
- creşterea economică prin creşterea cererii de produse şi servicii eficiente energetic;
- stimularea cererii de tehnologii, instalaţii şi echipamente eficiente energetic.

Energointensivitatea industriei româneşti şi preocuparea principală a furnizorilor de a vinde doar energie, favorizează apariţia pieţei serviciilor energetice.

3.3. Condiţii actuale care favorizează înfiinţarea şi funcţionarea ESCO în România

- Eliminarea subvenţiilor la energia furnizată consumatorilor industriali. Creşterea preţului energiei a determinat creşterea preocupărilor întreprinderilor pentru investirea în măsuri de creştere a eficienţei energetice.
- Lipsa informaţiilor. Acest gol poate fi umplut de serviciile furnizate de ESCO.
- Lipsa concurenţei pe piaţa serviciilor energetice. Furnizorii de energie (RENEL, RADET) sunt puţin interesaţi în a oferi servicii şi consultanţă care pot conduce la reducerea notelor de plată pentru energie ale consumatorilor.
- Potenţialul ridicat de conservare a energiei existent în România în acest moment.
- Accesul la aparate şi sisteme de măsurare moderne, precise, indispensabile analizelor energetice.
- Interesul manifestat de organismele internaţionale de finanţare (de exemplu, BERD) pentru sprijinirea înfiinţării de companii de servicii energetice în ţările fostului bloc comunist.

Ca variante, companiile de servicii energetice se pot forma şi funcţiona în diverse moduri:

- centre de servicii şi tehnologii energetice de bază, care provin din întreprinderile furnizoare de energie;
- companii de servicii energetice (ESCO) independente, formate cu capital particular.

Prima soluţie are avantajul că diminuează eventualele relaţii conflictuale cu furnizorii de energie. Dezavantajele principale sunt reprezentate de faptul că acestea ar putea acţiona mai ales pentru consumatorii mici şi mijlocii şi că ar putea să nu fie total independente.

ESCO prezintă avantajul că pot oferi servicii mai variate şi contribuie direct la creşterea

competiţiei, deci la creşterea eficienţei economice a sectorului. Serviciul energetic trebuie înţeles ca un produs final oferit diferitelor categorii de consumatori. Metoda prin care ESCO vând pachete de servicii formate din tehnologie şi energia propriu-zisă este cea mai modernă abordare în acest domeniu.

Serviciile energetice ce pot fi oferite de astfel de companii în România sunt:

- analize energetice şi propunere de soluţii de îmbunătăţire a eficienţei energetice în acord cu necesităţile consumatorilor;
- proiectare pentru implementarea soluţiilor identificate ca profitabile;
- achiziţie şi instalare de echipamente performante energetic;
- punerea în funcţiune, exploatarea şi întreţinerea instalaţiilor consumatoare de energie;
- verificarea, urmărirea şi garantarea economiilor de energie;
- pregătirea personalului care exploatează instalaţiile consumatoare de energie;
- finanţare etc.

4. Conflicte între rolurile diferitelor instituţii implicate în DSM

Rolurile principale menţionate anterior pentru diferitele instituţii se interferează uneori, iar acest fapt poate duce la conflicte de interese. Acestea pot avea consecinţe dăunătoare, întrucât pot afecta climatul normal de conlucrare în cadrul sectorului şi pot reduce viteza de implementare a îmbunătăţirilor de eficienţă energetică necesare.

De asemenea, experienţa a arătat că uneori proiecte valoroase de eficienţă energetică pot eşua, deoarece responsabilitatea pentru executarea lor este preluată de către organizaţii care nu sunt cele mai potrivite pentru acest rol.

Un motiv uzual de conflict poate apărea atunci când organismele guvernamentale îşi extind rolul dincolo de atribuţiile lor privind elaborarea şi urmărirea realizării strategiei şi politicilor energetice, întocmirea de propuneri de acte normative, supravegherea regiilor autonome din cadrul sectorului etc., implicându-se în acţiuni punctuale de eficienţă energetică, cercetare, analize energetice şi altele.

Alte cauze de conflict pot apărea din relaţiile, încă insuficient stabilite în ţara noastră, dintre sectorul public şi cel privat. Experienţa statelor dezvoltate arată că sectorul privat este mai adecvat (prin eficienţă, mobilitate, dinamism) pentru a realiza proiecte sau alte activităţi de conservare a energiei şi DSM, precum analize energetice şi consultanţă de management energetic, proiecte demonstrative etc. Stimulentele pieţei vor funcţiona mai bine în domeniul privat, astfel încât implementarea soluţiilor se va realiza mai rapid. Concurenţa pieţei va servi, de asemenea, la îmbunătăţirea serviciilor prestate consumatorilor de energie.

Aplanarea acestor potenţiale conflicte instituţionale trebuie realizată prin însăşi prevenirea apariţiei lor, ca urmare a perfecţionării coerenţei actelor legislative ce definesc rolurile diferitelor instituţii, precum şi prin intervenţia organelor abilitate de lege cu arbitrarea unor astfel de situaţii conflictuale.

Concluzii

Practica internaţională a ţărilor dezvoltate, precum şi Banca Mondială care asistă România în restructurarea sectorului energetic recomandă introducerea conceptului de management al utilizării energiei, ca o metodă principală pentru eficientizarea utilizării energiei. În acest context, trebuie reconsiderate relaţiile care se stabilesc între instituţiile care participă la DSM, cu creşterea şi diversificarea intervenţiei furnizorilor de energie, dar mai ales, a Guvernului, a companiilor de servicii energetice şi a instituţiilor finanţatoare.

BIBLIOGRAFIE

[1] * * * *Propunerea unei strategii energie-mediu ambiant pentru România.* UPB, Catedra UNESCO Bucureşti, septembrie 1994.

[2] * * * *Promovarea unor noi relaţii furnizor-consumator de energie: managementul consumului de energie (DSM), politici tarifare.* UPB, Catedra UNESCO Bucureşti, noiembrie 1995.

[3] Gellings, W., Chamberlin, J. *Demand-Side Management Planning.* Fairmount Press Inc., SUA, 1993.

[4] SRC International. *Global DSM Activity: Key Trends, Issues and Implications for Denmark.* 30 Nov.1994.

[5] Hirst, E., Goldman, C., *Key issues in integrated resource planning for electric utilities.* In: IEEE Transactions on Power System. vol. 5, No. 4, noiembrie 1990.

Referent: ing. Gheorghe Indre - RENEL

(Primit la 15 ianuarie 1996, acceptat la 2 aprilie 1996)

INSTRUMENTE ŞI MĂSURI NECESARE PENTRU STIMULAREA MODURILOR EFICIENTE DE CONSUM AL ENERGIEI-RESURSE ÎN CADRUL PROCESULUI DE PLANIFICARE INTEGRATĂ A RESURSELOR ÎN ROMÂNIA

ş.l.ing.DANIELA SCRIPCARIU, ş.l.ing. MIRCEA SCRIPCARIU, prof.dr.ing.AURELIU LECA*

Planificarea intergrată a resurselor se deosebeşte de metodele tradiţionale de planificare a sistemelor energetice prin faptul că examinează opţiuni privind resursele, în care producerea şi consumul sunt analizate ca un întreg. În acest context, eficienţa energetică reprezintă cea mai ieftină, cea mai uşor disponibilă şi cea mai profitabilă resursă energetică.

Pentru a stimula modurile eficiente de consum al energiei, în afara criteriilor de eficienţă economică utilizate la alegerea soluţiilor tehnice, sunt necesare instrumente şi măsuri suplimentare. În lucrare sunt sintetizate principalele instrumente (preţuri pentru energie, reglementări, standarde, etichetarea produselor, educaţia energetică) şi măsuri (crearea cadrului instituţional, descentralizarea luării deciziilor, finanţarea acţiunilor de eficienţă) pentru a determina un mod eficient de consum al energiei. Subliniem faptul că problematica este abordată în contextul actual al României, oferind propuneri de acţiuni care să stimuleze implementarea măsurilor DSM în România.

The integrated resource planning is different from the conventional energy system planning due to its analysis of the resource option where energy generation and energy use are studied as a whole. Consequently, the energy efficiency is the cheapest, the most available and beneficial energy resource.

To urge on the energy efficient use, besides economic efficient criteria for selecting technical solutions, additional tools and measures are needed.

The paper presents the main tools (energy prices, regulations, standards, product labeling, energy training) and measures (institutional framework, descentralization of decision-making, financing of efficiency actions) needed to set an efficient energy use.

Mentions should be made that the issue was approached under the present conditions in Romania, proposing actions meant to stimulate DSM implementation in Romania.

Descriptori: stimularea modurilor eficiente de consum al energiei finale, planificarea integrată a resurselor

Introducere

Într-un sens larg, managementul utilizării energiei (cunoscut sub prescurtarea DSM, de la expresia în limba engleză "Demand-Side Management ") reprezintă acţiunile desfăşurate de organizaţii, altele decât consumatorii, pentru a influenţa cererea de energie a consumatorilor, prin îmbunătăţiri ale eficienţei modului de utilizare a energiei [3].

De regulă, implementarea unor măsuri DSM implică realizarea de investiţii în instalaţiile consumatorilor, recuperarea făcându-se pe baza economiilor obţinute la costurile totale cu energia. Principalele forme de energie cărora li se adresează DSM sunt "energiile de reţea ": energia electrică, energia termică, gazul metan, apa.

Principalele aspecte care trebuie considerate în abordarea programelor DSM sunt:

- Unde se implementează?
- Cine le realizează?

* Catedra UNESCO - Universitatea "Politehnica" Bucureşti

- De ce se realizează?
- Cum se îndeplinesc programele DSM?

Pentru realizarea programelor DSM se utilizează instrumente, măsuri şi criterii economice [1].

1. Instrumente pentru managementul utilizării energiei

1.1. Preţurile pentru energie

Preţurile trebuie să reflecte, în general, întregul cost de la producere până la consumul de energie, inclusiv costurile impactului asupra mediului înconjurător. *Tarifele pentru energia electrică reprezintă principala pârghie de transmitere a semnalelor economice la consumator.* Prin urmare, acestea trebuie să se bazeze pe costurile reale pe care le implică existenţa consumatorilor asupra societăţii în ansamblul ei. Derularea programelor de eficienţă este influenţată de opţiunile tarifare oferite de furnizorii de energie şi de posibilităţile de implementare ale acestora.

Este adevărat faptul că trecerea la preţul real al energiei, mai ridicat în situaţia actuală a României, constituie o presiune asupra consumatorului şi îl stimulează să economisească. *Adoptarea unui sistem opţional de tarifare a energiei, în corelaţie cu dotarea cu sisteme de măsurare adecvate reprezintă o soluţie favorabilă pentru sectorul energetic românesc.* În acest mod, consumatorii pot alege un tarif (stabilit pe baza costurilor reale), care să corespundă comportamentului energetic al acestora, răspunzând, în acelaşi timp, intereselor generale de utilizare raţională a energiei.

1.2. Reglementări în sfera eficienţei energetice

Reglementările pot asigura introducerea şi răspândirea unei măsuri tehnice şi trebuie să acţioneze în spiritul politicii legislative definite pentru sectorul energetic. Spre exemplu, în multe ţări cu sectoare energetice eficiente sunt stabilite legi ale energiei, din care derivă o serie de reglementări specifice destinate eficienţei energetice, cum ar fi izolarea termică a clădirilor, consumurile specifice de energie, stimularea realizării de investiţii în proiecte de eficienţă energetică. De asemenea, multe state (de exemplu: SUA, Canada, Danemarca, Franţa, Japonia) au adoptat legi distincte pentru conservarea energiei, care este considerată element bine definit al strategiilor guvernamentale pentru energie şi mediu ambiant [4].

Cehia şi Lituania, dintre ţările fostului bloc comunist, au adoptat deja legi ale energiei ce conţin şi prevederi referitoare la eficienţa energetică.

În România există un proiect pentru o lege a energiei aprobat de Guvern, dar încă nevalidat de Parlament, ce conţine şi prevederi referitoare la utilizarea eficientă a energiei electrice şi termice.

1.3. Standarde şi norme

Fiind stabilite la nivel naţional sau internaţional, standardele şi normele permit comparaţia între diverse produse (deci, între producători) din punctul de vedere al performanţelor de calitate, fiabilitate, eficienţă energetică. Standardele de eficienţă energetică au drept scop să elimine în timp, de pe piaţă produsele cu eficienţă energetică redusă. *Necesitatea standardelor de eficienţă energetică este impusă de faptul că producătorii de echipamente nu sunt interesaţi în a investi în studii legate de reducerea consumurilor de energie.*

1.4. Marcarea (etichetarea) energetică a produselor

Etichetarea produselor are drept *scop principal informarea cumpărătorilor* asupra consumurilor energetice, în condiţii standard, pentru a putea estima valorile facturilor energetice şi deci, pentru a putea decide prin prisma acestor costuri investiţia care trebuie făcută în momentul cumpărării. Etichetarea, deşi nu previne apariţia pe piaţă a produselor cu eficienţă energetică scăzută, permite orientarea cumpărătorilor către produse cu costuri energetice tot mai reduse. Acest fapt are un rol deosebit prin stimularea, prin intermediul pieţei, a producătorilor să dezvolte produse cu eficienţă energetică ridicată. În acest fel, este posibilă ridicarea treptată a nivelurilor standardizate pentru eficienţă energetică. Informaţiile conţinute de etichetele produselor permit orientarea cumpărătorilor către produse eficiente energetic, cu costuri totale de funcţionare reduse.

1.5. Educaţia energetică

Într-o politică coerentă şi integrată de planificare a resurselor, în general, cât şi pentru oricare dintre componentele sale, acţiunile de comunicare, informare şi de formare profesională

se încadrează în tipul de "servicii suport " pe care o instituţie specializată trebuie să le ofere în scopul incitării şi motivării tuturor factorilor care pot avea o contribuţie la realizarea acestei politici.

Aceste acţiuni au un rol deosebit de important în contextul trecerii unei societăţi de la o economie centralizată la o economie de piaţă bazată pe iniţiativă, deoarece *trebuie să producă "şocul " necesar schimbării de mentalităţi*, de comportament şi, ceea ce este foarte important, trebuie să compenseze efectul negativ al unor acţiuni desfăşurate anterior, conform unor directive prestabilite [2].

Semnificativ în acest sens este faptul că o serie de ţări şi-au organizat fondurile necesare susţinerii unei anumite politici energetice în fonduri de investiţii propriu-zise şi fonduri de investiţii în modificarea comportamentală, acestea din urmă fiind destinate transferului de informaţii, conştientizării şi educării populaţiei, în general, şi a unor categorii sociale, în special, creării unui impact motivaţional capabil să genereze iniţiative pozitive de susţinere şi de aplicare a unei politici energetice căreia îi sunt destinate astfel de acţiuni.

Educaţia energetică trebuie desfăşurată pe două direcţii principale [2]:

- către specialiştii din sectorul energetic, prin cursuri de instruire energetică în cadrul structurilor existente de formare profesională, cursuri adresate factorilor de decizie, planificatorilor, proiectanţilor, producătorilor de echipamente, aparate şi procese industriale;
- către utilizatorii de energie, prin informări şi acţiuni de promovare a eficienţei energetice, pe baze mai mult sau mai puţin periodice, dar cu o adaptare corespunzătoare diverselor categorii de consumatori şi nivelurilor de cunoştinţe profesionale ale acestora.

Un progres în acest sens credem că îl reprezintă crearea, în anul 1994, a Centrului de Pregătire, Informare şi Mediatizare de Management Energetic, în cadrul unui program PNUD în România.

2. Măsuri necesare pentru managementul utilizării energiei

2.1. Instituţii responsabile pentru DSM

Este evident că în sfera energetică, mai mult decât în alte sectoare economice, forţele de piaţă nu sunt suficiente pentru reglarea relaţiilor. Pentru a promova iniţiativele de creştere a eficienţei energetice, deci alocarea de fonduri pentru domeniul energetic, sunt necesare organisme care să dezvolte cadrul de reglementări şi stimulentele necesare.

Necesitatea de intervenţie a puterii publice, de elaborare, coordonare şi impulsionare a programelor de eficienţă, de stimulare a reţelei de parteneri fac să fie necesare *instituţii publice având misiunea de serviciu public de eficienţă energetică.*

O instituţie care răspunde de programul naţional de eficienţă energetică nu are misiunea să realizeze ea însăşi aceste proiecte, ci să creeze condiţiile necesare de realizare, să asigure impactul maxim în termeni de eficienţă tehnică, economică, socială şi ecologică.

Analog cu celelalte ţări, în România a fost creată Agenţia Română pentru Conservarea Energiei (ARCE).

2.2. Descentralizarea luării deciziilor

Este extrem de importantă, deoarece înseamnă transferul de responsabilităţi către utilizatorii de energie şi către managerii energetici.

2.3. Modul de abordare a programelor

Programele de eficienţă energetică implică, de regulă, mai multe tehnologii şi sunt favorabile contextului local sau regional. Acest tip de programe sunt favorizate de multe organizaţii internaţionale, de bănci şi fonduri internaţionale. Asistenţa tehnică este necesară pentru a îmbunătăţi exploatarea şi întreţinerea instalaţiilor de producere, transport şi distribuţie a energiei şi pentru participarea în programele de eficienţă energetică. Asistenţa tehnică este importantă, mai ales în forma proiectelor (demonstrative) pentru creşterea eficienţei energetice.

2.4.Finanţarea acţiunilor de eficienţă energetică

Nevoile de finanţare cuprind atât bugetul de funcţionare şi al acţiunilor tuturor organismelor responsabile cu eficienţa energetică (salarii, echipamente, informare, studii), cât şi susţinerea directă a programelor (inovare, demonstraţie, analize energetice, ajutoare la investiţii etc.).

Pentru a atrage capitalul în investiţii pentru creşterea eficienţei energetice trebuie dezvoltate şi aplicate *scheme de finanţare stimulative*:

împrumuturi cu dobânzi scăzute, subvenţii, facilităţi fiscale, facilităţi vamale la importurile de tehnologii eficiente energetic, finanţarea de către terţe părţi, participarea financiară a furnizorilor de energie în programele de management al utilizării energiei [5].

Dezvoltarea unor scheme de finanţare de tipul celor menţionate ar putea contribui la eliminarea unor obstacole întâlnite în finanţarea proiectelor de eficienţă energetică: fondurile relativ mici necesare pentru asemenea proiecte individuale, lipsa garanţiilor pentru disponibităţile economiilor rezultate din eficienţa energetică etc. În ţara noastră *s-a propus crearea unui Fond Naţional pentru Eficienţă Energetică*, asemănător modelelor din alte ţări, în care asemenea măsuri au fost deja luate.

3. Criterii de alegere a soluţiilor de creştere a eficienţei energetice

Pentru evaluarea oricărei soluţii de creştere a eficienţei energetice, trebuie să se estimeze toate costurile şi beneficiile ce decurg din economiile de energie, din impactul asupra mediului ambiant etc. Cele mai utilizate sunt criteriile economice, de tipul analizei cost-beneficiu.

Situaţia actuală de tranziţie şi dificultatea de atragere a fondurilor sunt restricţii care influenţează aplicarea proiectelor de creştere a eficienţei energetice şi care ar putea favoriza realizarea numai a acelor proiecte cu durată de recuperare rapidă a investiţiei.

De asemenea, trebuie acordată o atenţie deosebită cazurilor în care se iau în considerare tehnici şi servicii sofisticate, care trebuie analizate în contextul considerării şi al eforturilor de pregătire a personalului.

Una din principalele cauze ale lipsei unor programe concrete în domeniul DSM în ţara noastră este faptul că tehnicile de analiză economică sunt insuficient cunoscute şi, mai ales, puţin aplicate. O dovadă în acest sens este faptul că în toate ţările central şi est-europene numai 5% din fondurile alocate sectorului energetic au fost direcţionate către programe de creştere a eficienţei utilizării energiei, în ultimii ani. Tabelul 1 evidenţiază importanţa pe care o acordă ţările OECD eficienţei energetice.

Fundamentarea economică (în particular, cea financiară) a unui program DSM duce la acceptarea pentru finanţare a acestuia de către instituţii sau organisme finanţatoare.

Tabelul 1

Ponderea bugetului pentru eficienţa energetică în bugetul total pentru sectorul energetic în ţările OECD

Ţara	Buget total pentru sectorul energetic [mil.$/an]	Buget pentru eficienţă energetică [mil. $/an[	Ponderea bugetului pentru eficienţă energetică [%]
Canada	316	32	10,1
SUA	2538	218	8,6
Japonia	2848	16	5,6
Austria	21	6,6	28,6
Danemarca	41	8	19,5
Finlanda	47	14	29,8
Franţa	564	50,3	8,9
Germania	505	21,5	4,3
Grecia	9	1,1	12,2
Italia	636	61,4	9,7
Olanda	163	52,7	32,3
Norvegia	52	12,8	24,6
Portugalia	7	1	14,3
Spania	61	3,6	5,9
Suedia	84	31,8	37,9
Elveţia	133	20,9	15,7
Turcia	2,5	0,2	8
Marea Britanie	267	31,2	11,7
TOTAL OECD	8294	583	7
România	8,78	0,402	4,6

Sursa: OECD, 1992

Concluzii

- Principalele instrumente pentru stimularea managementului utilizării energiei, în contextul planificării integrate a resurselor, sunt:
  - prin tarifele pentru energie se pot transmite semnalele economice la consumator. Adoptarea unui sistem opţional de tarifare în corelaţie cu dotarea consumatorilor cu sisteme de măsurare adecvate poate contribui la îmbunătăţirea eficienţei cu care este utilizată energia;
  - validarea de maximă urgenţă de către Parlament a legii energiei;
  - standardizarea;
  - marcarea produselor.
- Acţiunile de educaţie energetică trebuie să producă "şocul " necesar schimbării mentalităţii.
- Este necesară clarificarea rolului ARCE.
- Se propune descentralizarea luării deciziilor şi transferul de responsabilităţi privind îmbunătăţirea eficienţei energetice către utilizatorii de energie.

• Trebuie generalizate analizele economice în procesul decizional pentru toate proiectele energetice, analize care vor conduce la opţiuni economice privind resursele la nivelul societăţii.

BIBLIOGRAFIE

[1] *x x x Propunerea unei strategii energie-mediu ambiant pentru România.* Catedra UNESCO. UPB, Bucureşti, septembrie 1994.

[2] *x x x Promovarea unor noi relaţii furnizor-consumator de energie: managementul consumului de energie (DSM), politici tarifare.* Catedra UNESCO. UPB, Bucureşti, noiembrie 1995.

[3] Gellings, W., Chamberlin, J. *Demand-Side Management Planning.* Fairmount Press Inc., SUA, 1993.

[4] SRC International. *Global DSM Activity: Key Trends, Issues and Implications for Denmark.* 30 Nov.1994.

[5] Hobson, P. *Financing the Pot of Gold: Problems and Solutions with Energy Efficiency Finance in Eastern Europe.* ECEEE 1995 Summer Study, Mandelieu-Franţa, 6-10 iunie 1995.

(Referent: ing. Doina Popovici - Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE, Bucureşti)

(Primit la 29 noiembrie 1995, acceptat la 2 aprilie 1996)

Informaţii

NOUA LEGE A PROTECŢIEI MEDIULUI

La finele anului 1995 s-a promulgat o nouă lege a protecţiei mediului în România

Principalele reglementări ale legii se referă la următoarele:

* Protecţia mediului este declarată obiectiv de interes public major.

* La baza legii stau principii şi elemente strategice ale dezvoltării durabile

* Statul recunoaşte şi garantează tuturor persoanelor dreptul la un mediu sănătos;

* Protecţia mediului constituie o obligaţie a autorităţilor administraţiei publice centrale şi locale, dar şi a tuturor persoanelor fizice şi juridice.

* Pentru investiţii noi şi pentru modificarea celor existente este necesară obţinerea acordului de mediu.

* La punerea în funcţiune a obiectivelor noi şi în termen de un an de la intrarea în vigoare a legii pentru activităţile existente, trebuie obţinută autorizaţia de mediu.

* Elementul de bază al documentaţiei pentru obţinerea acordului şi autorizaţiei de mediu este studiul de impact

* Procedura de autorizare cuprinde şi dezbaterea publică.

* Fabricarea, comercializarea şi utilizarea substanţelor periculoase, depozitarea, distrugerea, manipularea, precum şi importul acestora, sunt supuse unui regim special de gestionare şi gospodărire.

* Îngrăşămintele chimice şi pesticidele se produc numai prin tehnologii şi biotehnologii autorizate, utilizarea lor fiind supusă unor analize şi controale severe.

* Activităţile în domeniul nuclear necesită asigurarea mijloacelor de protecţie şi securitate şi se pot desfăşura numai în baza acordului şi autorizaţiei de mediu.

* Protejarea unor specii şi organisme rare ameninţate cu dispariţia, conservarea, biodiversităţi şi instituirea de arii protejate sunt prioritare în raport cu alte interese.

Anexa II la lege cuprinde lista activităţilor supuse procedurii de evaluare a impactului asupra mediului pentru eliberarea acordului şi/sau autorizaţiei de mediu.

Sunt precizate activităţi din următoarele domenii: transporturi, energie, construcţii hidrotehnice, eliminarea deşeurilor şi ambalajelor, apărarea naţională, sport, turism, agrement, industrie, alte lucrări sau instalaţii.

Pentru domeniul energetic sunt menţionate:

- centralele nuclearoelectrice, inclusiv reactoarele de cercetare şi instalaţiile destinate extracţiei şi producţiei de combustibili nucleari;
- termocentralele cu puteri mai mari de 10 MW;
- centralele hidroelectrice cu puteri de peste 1 MW;
- instalaţiile de transport prin conducte al combustibililor lichizi sau gazoşi;
- liniile electrice aeriene şi cablurile subterane cu tensiune de 220 kV sau mai mare;
- rezervoarele destinate stocurilor de combustibili;
- depozitele de cărbune.

Comparativ cu vechea lege din 1973, Legea Protecţiei mediului nr. 137/1995 este categoric superioară.

Noua lege are la bază principii şi elemente strategice moderne, fiind elaborată în spiritul şi maniera reglementărilor similare din ţările europene dezvoltate. Sunt de remarcat în acest sens: procedura complexă de autorizare preconizată, crearea unui cadru de participare a organizaţiilor neguvernamentale şi a populaţiei la elaborarea şi aplicarea deciziilor, promovarea managementului de mediu în concepţia dezvoltării durabile, asigurarea unei baze de date cât mai complete privind starea mediului prin crearea sistemului naţional de monitorizare integrată a mediului etc.

Legea conferă mari răspunderi autorităţilor centrale şi locale pentru protecţia mediului, precum şi obligaţii deosebite ale persoanelor fizice şi juridice, încălcarea ei fiind destul de sever pedepsită, prin amenzi contravenţionale şi închisoare.

Privind prin prisma pericolelor care pândesc omenirea ca urmare a poluării şi deteriorării continue a mediului înconjurător prin diverse acţiuni antropice necontrolate, legea pare a fi dreaptă, dar cam dură, dacă avem în vedere moştenirea grea a trecutului şi situaţia actuală a României, ca ţară aflată în tranziţie către economia de piaţă, rezolvarea practică eficientă a dezideratelor legate de protecţia mediului necesitând eforturi financiare remarcabile. În consecinţă, pe lângă pârgiile coercitive pe care se bazează întreg eşafodajul legii, considerăm că ar fi trebuit avute în vedere şi pârghii economice stimulative (enunţate doar în treacăt în lege), care să înlesnească şi să grăbească introducerea unor tehnologii "curate", a aparaturii specifice de analiză, control şi monitoring al emisiilor poluante, a unor soluţii de valorificare a deşeurilor (inclusiv cenuşa de termocentrală), instruirea şi perfecţionarea agenţilor economici, sprijinirea organizaţiilor neguvernamentale şi educaţia ecologică a populaţiei.

Tot în acest sens, considerăm că, pe lângă norme şi standarde privind poluarea factorilor de mediu, legea ar mai fi trebuit să promoveze şi convenţii de tipul "voluntary agreement", încheiate între marii poluatori şi autorităţile de mediu, care să abordeze aspectele de ansamblu ale poluării, după priorităţi, printr-o gradare eficientă a eforturilor financiare. Menţionăm că astfel de convenţii sunt deja folosite cu succes în ţările vest-europene, mai ales de către companiile de electricitate, fapt evidenţiat şi în documentele recente ale Uniunii Internaţionale a Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - UNIPEDE.

ing. Ovidiu Ţuţuianu - RENEL

PRINCIPII PRIVIND PROMOVAREA MANAGEMENTULUI GAZULUI NATURAL ÎN ROMÂNIA

prof. dr. ing. AURELIU LECA, ş.l. ing. EMIL STATIE*

Sunt analizate implicaţiile aplicării conceptelor de management al utilizării (DSM) şi planificarea integrată a resurselor (PIR) pentru sectorul gazului natural. Prezentarea succintă a experienţei internaţionale în domeniu permite o evaluare mai exactă a situaţiei existente în România . În final, sunt sintetizate unele concluzii şi propuneri, argumentate pe larg în studiul elaborat în cadrul Catedrei UNESCO de Ştiinţe Inginereşti, Universitatea "Politehnica" Bucureşti.

The consequences of the application of DSM and IRP notions for natural gas are analised. The introduction into international experience allows a more exact assessment of the state of art in Romania. Finally, some conclusions and proposals are presented. A detailed raport is recently presented by UNESCO Chair of University "Politehnica" of Bucharest.

Descriptori: management, gaz natural, România

Contextul socio-economic actual din România, abordat prin prisma imperativelor de natură geopolitică, evidenţiază cu claritate o problematică acută a sectorului gazului natural în ţara noastră, ale cărei principale coordonate sunt reprezentate de:

- imposibilitatea asigurării consumului pe seama resurselor interne;
- necesitatea asigurării din import a unei cantităţi însemnate de gaz natural, ceea ce impune un efort valutar important, dar şi asumarea unor posibile presiuni de natură politică, în condiţiile furnizorului unic;
- necesitatea alinierii, din punct de vedere legislativ, instituţional şi al practicii economice, la cerinţele din ţările vest-europene, în perspectiva aderării României la Uniunea Europeană.

Toate aceste coordonate luate împreună, dar şi fiecare în parte, justifică abordarea conceptelor de management al utilizării (Demand-Side Management - DSM) şi planificare integrată a resurselor - PIR (Integrated Resource Planning), la nivelul sectorului gazului natural.

* Catedra UNESCO de Ştiinţe Inginereşti, Universitatea "POLITEHNICA" Bucureşti

1. Definirea şi necesitatea managementului utilizării gazului natural

Într-un sens general acceptat, managementul utilizării gazului natural constă în planificarea, evaluarea, implementarea şi urmărirea unor activităţi cu consecinţe directe asupra consumului, de către furnizor sau un factor terţiar; desigur, pentru justificarea acestui demers, este necesar ca beneficiile să se regăsească atât la nivelul iniţiatorului, cât şi la cel al utilizatorului.

De regulă, implementarea unor măsuri DSM implică realizarea de investiţii pentru eficientizarea instalaţiilor consumatorilor, recuperarea realizându-se pe seama diminuării producţiei şi, implicit, a cheltuielilor de producţie (cu reducerea efortului valutar pentru import, acolo unde este cazul); poate fi avută în vedere şi o creştere a tarifelor, dar în condiţiile reducerii notei totale de plată a consumatorului.

În abordarea DSM, este necesară luarea în considerare şi a altor două concepte: Planificarea cu Costuri Minime - PCM (Least Cost Planning) şi **Planificarea Integrată a Resurselor - PIR.**

Planificarea integrată a resurselor permite o abordare unitară şi echilibrată a problematicii

sectorului gazului natural, luând în considerare atât interesele producătorului, cât şi cerinţele utilizatorilor (care, altfel, ar putea căpăta ponderi disproporţionate).

Utilizarea conceptului PIR duce la următoarele categorii de avantaje:

- pentru furnizor, evitarea investiţiilor în noi capacităţi de producţie, transport şi distribuţie;
- pentru consumator, reducerea costului total şi a consumurilor specifice;
- pentru societate, protejarea rezervelor naţionale, evitarea unor eventuale presiuni externe de natură politică (în condiţiile apelării la import), diminuarea impactului ecologic asupra mediului ambiant.

Principalele etape ce trebuie parcurse în procesul PIR sunt prezentate în figura 1.

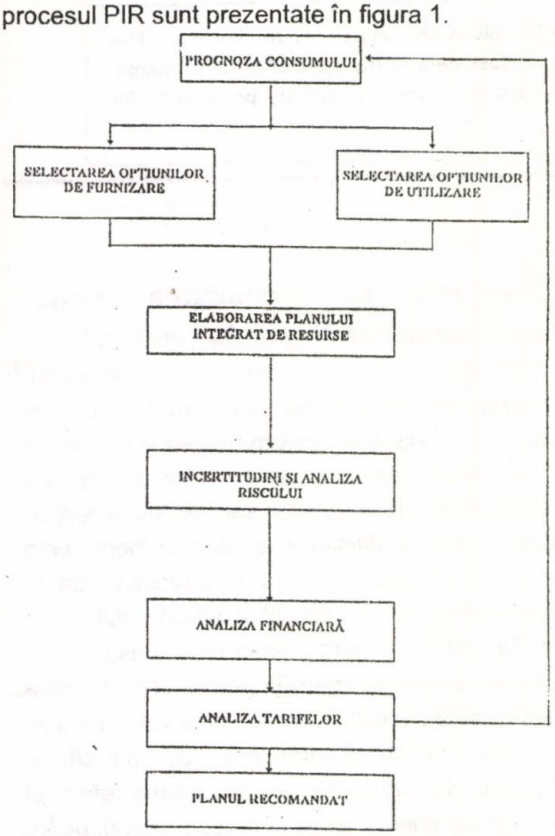


Fig. 1. Etapele procesului de planificare integrată a resurselor.

Aplicarea PIR impune planificatorului evaluarea, din punctul de vedere al tuturor factorilor implicaţi (şi nu neapărat, participanţi), a efectului economic al implementării unor programe DSM. În general, (costul evitat prin program DSM) - (creşterea de cost produsă de programul DSM) ≥ 0.

Dacă bilanţul economic este pozitiv, indiferent de perspectiva din care este întocmit, atunci opţiunea DSM examinată trebuie adoptată, deoarece ea aduce o reducere de costuri pentru toţi factorii, indiferent dacă sunt sau nu participanţi la programul DSM [1].

2. Experienţa internaţională în domeniul managementului utilizării gazului natural

În general, conceptele de management al utilizării şi planificare integrată a resurselor sunt asociate cu energia electrică. Existenţa unor posibilităţi de stocare şi mai marea flexibilitate în reglarea curbei de sarcină reprezintă principalele argumente cu care se justifica până de curând dezinteresul faţă de aceste concepte, înregistrat în sectorul gazului natural.

În ultimii ani însă,

- datorită creşterii importanţei utilizării eficiente a resurselor de gaz natural, în contextul sporirii consumului şi al conturării posibilităţii de epuizare a rezervelor, cel puţin în anumite zone geografice ale lumii,
- dar şi tentativei de a se valorifica experienţa, de natură practică şi teoretică, acumulată pe parcursul ultimelor două decenii în sectorul energiei electrice,

conceptele DSM şi PIR polarizează tot mai mult interesul analiştilor şi al factorilor de decizie din sectorul gazului natural.

2.1. Forme de organizare şi reglementare ale activităţilor din domeniul gazului natural

În prezent, organizarea companiilor furnizoare de gaz natural şi reglementarea funcţionării acestora (prin intermediul controlului exercitat de instituţii, foruri independente) înregistrează o semnificativă diversitate de forme, de la structuri dezagregate la structuri complet integrate, care funcţionează ca monopoluri reglementate. De aceea, în cadrul procesului de ofertare şi de implementare a programelor DSM referitoare la gazul natural, pentru o corectă evaluare a costurilor şi a impactului, este foarte importantă respectarea aspectelor specifice ale organizării şi reglementării activităţilor din domeniul gazului natural.

Se pot preciza trei modele de structuri ale activităţilor din domeniul gazului natural (tabelul 1), care, chiar dacă pot fi ilustrate cu situaţiile existente în câteva dintre principalele state industrializate, nu reprezintă decât cazurile limită ale unor situaţii reale mult mai nuanţate. Scopul acestei clasificări este de a realiza o bază pentru

discuţiile şi analizele necesare în vederea aplicării DSM în domeniul gazului natural.

eficientizarea echipamentelor şi a instalaţiilor din sectorul gazului natural (colaborarea include un cadru

Tabelul 1

Modele de structuri ale activităţilor din domeniul gazului natural

Model	Caracteristici	Exemple
1. Structură integrată pe verticală, monopol reglementat	• Transportul, distribuţia (şi producţia, dar într-o mai mică măsură) sunt activităţi de monopol; competiţie extrem de redusă • Monopolurile au obligaţii riguros reglementate, pentru preîntâmpinarea abuzurilor şi controlul profitului • PIR şi DSM pot fi uşor implementate, dar analiza impactului lor este mai dificilă, deoarece o singură unitate controlează atât costurile, cât şi beneficiile acestor programe	Franţa, Japonia
2. Structură dezagregată, nereglementată	• Companii independente, aflate în competiţie • Activitatea companiilor producătoare şi de distribuţie nu este reglementaţă (nu este influenţată de alte instituţii) • Sunt favorizaţi marii consumatori • Dificultăţi în implementarea PIR şi DSM, date fiind multitudinea şi diversitatea intereselor factorilor implicaţi	Germania
3. Structură dezagregată, dar riguros reglementată	• Numeroase companii independente de producere şi de distribuţie • Activitatea lor trebuie să se conformeze unor cerinţe general valabile şi obligatorii, care sprijină micii consumatori • Condiţii favorabile pentru implementarea PIR şi DSM, prin intermediul instituţiilor regulatoare; posibilitatea evaluării obiective a impactului acestui demers, prin implicarea unor participanţi independenţi, dar aliniaţi de impunerea unor cerinţe comune	SUA, Canada

2.2. Exemple asupra stadiului actual al managementului utilizării gazului natural

2.2.1. Statele Unite ale Americii

La sfârşitul anului 1993, 17 state din SUA şi Districtul Columbia iniţiaseră deja programe PIR şi DSM pentru gaz natural [2]. În acelaşi timp, programe pentru managementul producţiei de gaz natural erau abordate în 10 state[1)] .

2.2.2. Canada

În prezent, în două dintre provinciile canadiene sunt abordate programe de management al utilizării gazului natural. In 1992, compania Gas Metropolitan a organizat o conferinţă internaţională referitoare la DSM/PIR pentru gazul natural şi, ulterior, Gas Research of Canada a publicat un raport pe aceeaşi temă. Aspectele definitorii ale managementului utilizării gazului natural în Canada sunt reprezentate de:

* programul de colaborare între guvern, municipalităţi, industria locală şi consumatori pentru financiar stimulativ şi sponsorizări guvernamentale);

* importanţa deosebită acordată îmbunătăţirii calităţii mediului înconjurător.

2.2.3. Germania

Politica de creştere a eficienţei utilizării gazului natural face parte din politica economică generală a Germaniei.

Principalele caracteristici ale acestei politici sunt:

• practicarea de credite cu dobânzi scăzute pentru industrie, cu scopul creşterii eficienţei echipamentelor implicate în consumul de gaz natural,

• importanţa mai mare acordată iniţiativelor economice şi de piaţă, în raport cu instrumentele de reglementare,

• iniţierea de programe specifice fiecărui land,

• lipsa reglementărilor referitoare la eficienţa energetică, la nivelul furnizorilor.

Germania nu consideră că DSM reprezintă o resursă, iar metodele de planificare (de ex. PIR) sunt considerate irelevante de către mulţi furnizori.

[1)] Cifrele nu sunt cumulative, astfel încât unele state sunt incluse în ambele categorii

2.2.4. Franţa

Activităţile pentru managementul utilizării gazului natural în Franţa includ:

- adecvarea sistemului de tarifare,
- conservarea strategică,
- creşterea strategică de sarcină,
- activităţi pentru creşterea flexibilităţii formei curbei de sarcină.

2.2.5. Alte ţări industrializate

Australia: preocupări susţinute din partea companiei Gas and Fuel Corporation of Victoria în vederea perfecţionării conceptuale şi implementării DSM pentru gazul natural.

Noua Zeelandă: activităţi incipiente în domeniul DSM pentru gaz natural.

Japonia: preocupări semnificative referitoare la conservarea resurselor de gaz natural, însă nu şi în domeniul DSM pentru gaz natural.

Marea Britanie: studii referitoare la DSM pentru gaz natural, realizate de Office of Gas Supply.

Belgia: experienţă importantă în schimbarea naturii consumului (energie electrică - gaz natural).

Ţările Scandinave: activităţi incipiente în domeniul DSM pentru gaz natural.

3. Prezentul şi perspectiva resurselor de gaz natural în România

În structura actuală a consumului de energie primară din România, ponderea gazelor naturale reprezintă circa 45 %. Producţia internă de gaze naturale nu acoperă consumul. În anul 1993 17,4 % din consumul de gaze naturale a fost acoperit din import.

1. Rezervele de gaze naturale sunt în continuă scădere. În timp ce între anii 1985-1993 s-au descoperit rezerve de 106 miliarde m^3, producţiile însumate au reprezentat 282 miliarde m^3.

Se estimează că rezervele recuperabile existente la data de 01.01.1994, de 452 miliarde m^3 în condiţiile unui consum la nivelul actual se vor diminua continuu, ajungând la finele anului 2010, la nivelul de 272 miliarde m^3.

2. Acoperirea necesarului de gaze naturale se poate realiza pe două căi:

- intensificarea cercetărilor geologice în colaborare cu firme specializate de renume internaţional şi
- apelarea la import.

3. Importul de gaze va creşte substanţial, pentru acoperirea consumului şi pentru compensarea producţiei interne în declin, de la 17,4 % în 1993, la 47 % în 2010 [3].

Creşterea capacităţii de import este limitată de capacitatea actualelor reţele de transport, la circa 7 miliarde m^3/an. In acest context, apare ca necesară creşterea capacităţii de transport.

4. Creşterea capacităţii de transport implică eforturi valutare deosebite şi timp, fiind cunoscut că pentru realizarea unei noi magistrale de gaze sunt necesari 6-8 ani.

5. Deşi s-a avut în vedere diversificarea surselor de import, singurul furnizor extern de gaze naturale, în prezent, dar şi pentru viitorul imediat (până în anul 2000), rămâne fosta URSS. Dar, spre deosebire de ţările occidentale, România nu beneficiază de un contract de lungă durată pentru importul de gaze naturale din Federaţia Rusă sau din alte ţări din fosta URSS.

6. În contextul prezentat anterior, siguranţa aprovizionării cu gaze naturale impune adoptarea unor politici de DIVERSIFICARE a surselor de import.

7. Efortul financiar pentru importul de gaze naturale (ponderea importului putând ajunge în anul 2010 la 47% din total consumului) se anticipează a fi foarte important, putând atinge 10 % din PIB, după aprecierile unor experţi. Se impune, însă, sublinierea faptului că, în situaţia în care, pentru asigurarea consumului de energie, România ramâne dependentă de import, importul de gaze naturale reprezintă soluţia cea mai economică de producere a energiei electrice.

În acest context apare necesitatea adoptării unei politici valutare naţionale de perspectivă, care să demonstreze solvabilitatea părţii române în rambursarea creditelor, plata dobânzilor şi a gazelor importate [4].

Deci, asigurarea acoperirii consumului de gaze naturale din România, până în anul 2010, se hotărăşte acum, iar în luarea acestei decizii, promovarea unei politici DSM apare ca absolut necesară.

4. Relaţia furnizor - consumator şi necesitatea DSM în sectorul gazului natural

Aplicarea programelor de management al utilizării gazului natural, în contextul relaţiei furnizor-consumator, duce la eficientizarea utilizării gazului natural, amânarea investiţiilor în noi capacităţi de producţie şi, în particular, în cazul României, la reducerea efortului valutar destinat importului, cu conservarea resurselor autohtone.

♦ Relaţiile dintre furnizorii şi consumatorii de gaz natural capătă în prezent noi aspecte, mai ales datorită dezvoltării competiţiei şi creşterii preocupărilor faţă de mediul ambiant.

♦ În condiţiile diminuării rezervelor, valorificarea gazului natural în sectoare industriale cu o intensitate energetică redusă (industria farmaceutică) apare ca prioritară, fiind necesară evitarea situaţiei complementare de utilizare în industriile energofage (industria îngrăşămintelor chimice).

♦ Tarifele reprezintă principalul instrument economic în relaţia furnizor-consumator de gaz natural.

♦ Implicarea furnizorilor şi a terţilor în modul de utilizare a gazului natural devine din ce în ce mai importantă, în contextul promovării programelor DSM.

Observaţii şi concluzii

♦ Tarifele pentru gazul natural sunt un instrument important de politică economică şi reprezintă principalul mijloc de transmitere a informaţiilor la consumator.

♦ Preţul actual din România pentru gazele naturale este, în mod artificial, de peste două ori mai mic decât cel înregistrat în alte ţări.

♦ Principalele deficienţe ale actualei politici tarifare în domeniul gazului natural constau în:

- neacoperirea tuturor costurilor,
- practicarea de subvenţii care menţin ineficienţa economică a sectorului,
- independenţa opţiunilor tarifare de comportamentul consumatorului,
- lipsa sistemelor adecvate de măsurare şi a posibilităţilor financiare de implementare,
- lipsa cadrului instituţional şi a reglementărilor corespunzătoare unei politici tarifare eficiente economic.

♦ Este necesară crearea cadrului legislativ şi instituţional referitor la tarifarea gazului natural.

♦ Trebuie eliminate orice subvenţii din preţul gazului natural, deoarece acestea contravin total ideii de utilizare raţională şi conceptului de dezvoltare economică durabilă.

♦ Trebuie luată în considerare şi în ţara noastră tarifarea pe baza costului marginal, deoarece permite includerea prognozelor şi este determinată pe criterii de eficienţă economică.

♦ Trebuie studiată oportunitatea introducerii unor opţiuni tarifare stimulative în România. Numai o analiză cost-beneficiu poate pune în evidenţă dacă economiile obţinute prin aplicarea unor asemenea tarife depăşesc costul implemenării şi administrării acestora.

♦ Trebuie luată în considerare introducerea în tarifele pentru gazul natural, a unor taxe care să evalueze efortul necesar pentru asigurarea protecţiei mediului ambiant.

♦ Preţul gazului natural în România trebuie abordat în contextul mai larg al creşterii competiţiei şi deschiderii pieţei pe plan european şi în lume.

♦ Introducerea competiţiei, prin promovarea metodelor acceptate pe plan internaţional, poate duce la revitalizarea financiară a regiilor din sectorul gazului natural.

♦ O condiţie esenţială şi urgentă pentru eficientizarea utilizării gazului natural este echiparea tuturor consumatorilor cu sisteme omologate de măsurare.

♦ Deciziile de investiţie trebuie să se facă pe baza criteriilor economice, cu luarea în considerare a riscului.

♦ Este necesară practicarea unei politici a ratei de recuperare a capitalului diferenţiate pe subsectoare, care să permită promovarea proiectelor de investiţii celor mai eficiente.

♦ Sunt necesare atragerea şi folosirea eficientă a diverselor surse de finanţare:

- taxa de dezvoltare inclusă în preţul gazului natural,
- participarea administraţiilor locale,
- împrumuturi,
- realizarea de societăţi mixte,
- finalizarea unor investiţii cu ajutorul unor parteneri din străinătate.

♦ Principalele direcţii de alocare a resurselor financiare trebuie să includă:

- retehnologizări şi modernizări de instalaţii;
- acţiuni de creştere a eficienţei de utilizare la consumatori;
- acţiuni de conştientizare a consumatorilor;
- extinderea reţelei de transport.

BIBLIOGRAFIE

[1] Halberg, N. *Integrated Resource Planning.* Al 7-lea Seminar UNIPEDE asupra managementului strategic, 21 mai - 3 iunie 1995.

[2] Nodel, S., Jordan, J. *Gas DSM - oportunities and experiences.* The 6-th National DSM Conference, Miami Beach, Florida, 1993

[3] x x x *Politici energetice ale României.* Agenţia Internaţională de Energie, OECD/IEA 1994.

[4] x x x *Propunerea unei strategii energie-mediu ambiant pentru România.* Catedra UNESCO, UPB, Bucureşti, septembrie 1994.

Referent: ing. Anton Vlădescu-RENEL - GSCI

(Primit la 15 ianuarie 1996, acceptat la 2 aprilie 1996)

ANALIZA COMPARATIVĂ A CALCULULUI CLASIC ŞI A CELUI FOLOSIND EFICIENŢA, PENTRU TURNURILE DE RĂCIRE ÎN CONTRACURENT

conf. dr. ing. MIHAI JĂDĂNEANŢ *

Lucrarea prezintă o nouă metodă de tratare matematică şi apoi de calcul pentru turnurile de răcire în contracurent. Utilizarea funcţiei ∅ permite eliminarea unora din erorile inerente calculului clasic al acestor instalaţii energetice.

In the paper both new mathematical description and calculation methods for the counter-current cooling towers are presented. The use of the ∅ function allows to eliminate some of the inherent calculation errors.

Descriptori: turnuri de răcire, eficienţă

1. Relaţiile clasice de calcul al turnurilor de răcire în contracurent, considerând cazul aerului nesaturat

Pentru stabilirea relaţiilor matematice se va considera modelul simplificat al unui canal limitat de două plăci plane verticale, apa prelingându-se doar pe una din ele, iar aerul trecând în contracurent prin acest canal (fig.1).

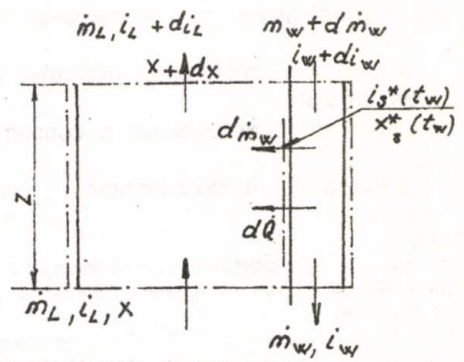


Fig.1. Modelul de calcul al turnului de răcire în contracurent.

Se porneşte de la următoarele ipoteze simplificatoare:

- sistemul este adiabatic, căldura transferându-se numai în interiorul limitelor sale;
- se neglijează rezistenţa la trecere pe partea apei, iar temperatura la suprafaţa apei se consideră ca fiind egală cu temperatura medie a filmului de apă. În consecinţă, conţinutul de umiditate al aerului la zona de separaţie va fi $x_o = x_s(t_w)$;
- se neglijează variaţia cu temperatura a capacităţilor termice masice;
- suprafeţele de schimb de căldură şi de substanţă sunt egale ca mărime.

Entalpia aerului umed se va calcula cu relaţia cunoscută:

$$i_{L(1+x)} = c_{pL} \cdot t_L + x \cdot (c_{pv} \cdot t_L + r) \quad (1)$$

În cazul în care aerul este saturat cu vapori de apă, relaţia se va scrie sub forma:

$$i_{Ls}(t_L) = c_{pL} \cdot t_L + x_s \cdot (c_{pv} \cdot t_L + r) = i_{Ls} \quad (2)$$

Un caz particular îl reprezintă acela al saturării aerului la temperatura apei t_w;

$$i_{Ls}(t_w) = i_s^* = c_{pL} \cdot t_w + x_s \cdot (c_{pv} \cdot t_w + r). \quad (3)$$

Entalpia apei va fi:

$$i_w = c_w \cdot t_w. \quad (4)$$

Bilanţul energetic pentru o secţiune oarecare în modelul considerat va fi:

$$\dot{m}_L \cdot di_L - \dot{m}_w \cdot di_w - i_w \cdot d\dot{m}_w = 0, \quad (5)$$

iar bilanţul masic:

$$\dot{m}_L \cdot dx - d\dot{m}_w = 0. \quad (6)$$

Normal, bilanţul se scrie chiar pentru zona de separaţie, astfel încât creşterea de entalpie a aerului va fi:

$$\dot{m}_L \cdot di_L = i_v \cdot d\dot{m}_w + d\dot{Q}, \quad (7)$$

unde aportul convectiv de căldură este:

$$d\dot{Q} = \alpha \cdot (t_w - t_L) \cdot dS. \quad (8)$$

* Facultatea de Mecanică - Universitatea Tehnică Timişoara

În diagrama i - x (fig.2), este arătată desfăşurarea schimbării stării aerului, cât şi a stratului limită al apei în procesul de răcire. Considerându-se cazul aerului nesaturat la ieşirea din turn, de stare t_{L2} , x_2 , el se mai găseşte în schimb de căldură şi de masă cu apa care are starea din stratul de separaţie t_{w1}.

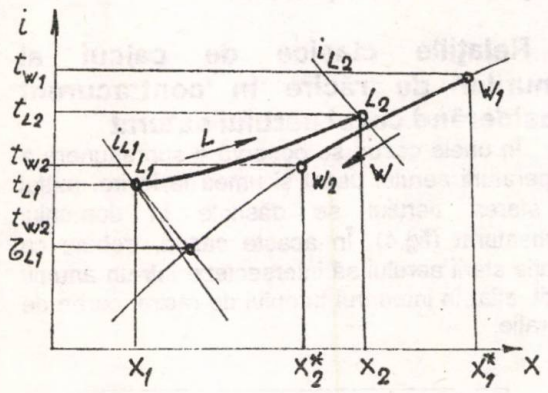


Fig.2. Variaţia stării aerului şi a stratului limită al apei în procesul de răcire.

Acelaşi proces se poate reprezenta şi în diagrama i - t (fig.3). Aici variaţia stării aerului este dată de dreapta $L_1 L_2$, iar a stratului limită al apei de curba $W_1 W_2$. În plus, este reprezentată şi aşa numita dreaptă de lucru a turnului de răcire $C_1 C_2$ definită prin relaţia (16).

Utilizând coeficientul de schimb de substanţă σ, se poate scrie creşterea de entalpie a aerului:

$$\dot{m}_L \cdot \mathrm{d}i_L = \left[\alpha \cdot (t_w - t_L)\right] + \sigma \cdot \left(x_s - x\right)\left(c_{pv} \cdot t_w + r\right)\right] \cdot \mathrm{d}S \qquad (9)$$

Din această relaţie se pot elimina temperaturile apei şi aerului, utilizând relaţiile (2) şi (3), precum şi relaţia:

$$c_p = c_{pL} + x \cdot c_{pv} \quad [\mathrm{J/kg.k}] \qquad (10)$$

$$t_L = \frac{i_L - x \cdot r}{c_{pL} + x \cdot c_{pv}}; \qquad t_w = \frac{i_s^* - x_s \cdot r}{c_{pL} + x_s \cdot c_{pv}} \qquad (11)$$

$$\dot{m}_L \cdot \mathrm{d}i_L = \left[\alpha \cdot \left(\frac{i_s^* - x_s \cdot r}{c_{pL} + x_s \cdot c_{pv}} - \frac{i_L - x \cdot r}{c_{pv} + x \cdot c_{pv}}\right) + \right.$$

$$\left. + \sigma\left(x_s - x\right)\left(c_{pv} \cdot t_w + r\right)\right] \cdot dS \qquad (12)$$

şi după transformări se obţine relaţia:

$$\dot{m}_L \cdot di_L = \sigma \cdot \mathrm{d}S \cdot \left[\left(i_s^* - i_L\right) + \left(\frac{\alpha}{\sigma \cdot c_p} - 1\right) \cdot \right.$$

$$\left. \cdot \left(i_s^* - i_L - \left(x_s - x\right)\left(c_{pv} \cdot t_w + r\right)\right)\right] \qquad (13)$$

Imediat, cu ajutorul relaţiei (5) se va obţine şi:

$$\dot{m}_w \cdot \mathrm{d}i_w = \sigma \cdot \mathrm{d}S \cdot \left[\left(i_s^* - i_L\right) + \left(\frac{\alpha}{\sigma \cdot c_p} - 1\right) \cdot \right.$$

$$\left. \cdot \left(i_s^* - i_L - \left(x_s - x\right)\left(c_{pv} \cdot t_w + r\right)\right) - \left(x_s - x\right) \cdot c_w \cdot t_w\right] \qquad (14)$$

Relaţiile (10, (13) şi (14) reprezintă un sistem de ecuaţii diferenţiale obişnuite de ordinul întâi şi descriu variaţia mărimilor i_L , x şi t_w în dependenţă de suprafaţa de contact apă/aer, S. Acest sistem, datorită neliniarităţii, nu se poate rezolva imediat. Pentru integrarea numerică se alege, de obicei, drept variabilă independentă vartiaţia monotonă a temperaturii apei. Astfel, din ecuaţiile (6), (10) şi (14) rezultă:

$$\frac{\mathrm{d}x}{\mathrm{d}t_w} = c_w \cdot \frac{\dot{m}_w}{\dot{m}_L} \left[\frac{x_s - x}{i_s^* - i_L + \left(\frac{\alpha}{\sigma c_p} - 1\right)\left(i_s^* - i_L - (x_s - x)(c_{pv} \cdot t_w + r)\right) - (_s - x)c_w t_w}\right], \qquad (15)$$

iar din relaţiile (13) şi (14):

$$\frac{\mathrm{d}i_L}{\mathrm{d}t_w} = c_w \cdot \frac{\dot{m}_w}{\dot{m}_L} \cdot \left[1 + \frac{(x_s - x) \cdot c_w t_w}{i_s^* - i_L + \left(\frac{\alpha}{\sigma c_p} - 1\right)\left(i_s^* - i_L - (x_s - x)(c_{pv} \cdot t_w + r)\right) - (x_s - x)c_w t_w}\right] \qquad (16)$$

Dacă în relaţiile (13) . . . (15) se introduce simplificarea admisă de Lewis şi anume $\sigma \cdot c_p / \alpha = 1$, precum şi aproximaţia $\left(x_s - x\right) \cdot c_w \cdot t_w << i_s^* - i_L$, se obţine de fapt ecuaţia fundamentală a lui Merkel:

$$\dot{m}_L \cdot di_L = \dot{m}_w \cdot di_w = \sigma \cdot \left(i_s^* - i_L\right) \cdot dS \qquad (17)$$

Exceptând ipoteza lui Lewis, sunt de subliniat celelalte două simplificări, şi anume:

- neglijarea aportului de căldură sensibilă al vaporilor la creşterea entalpiei aerului;
- neglijarea căldurii cedate aerului de vaporii care se condensează în partea superioară a turnului.

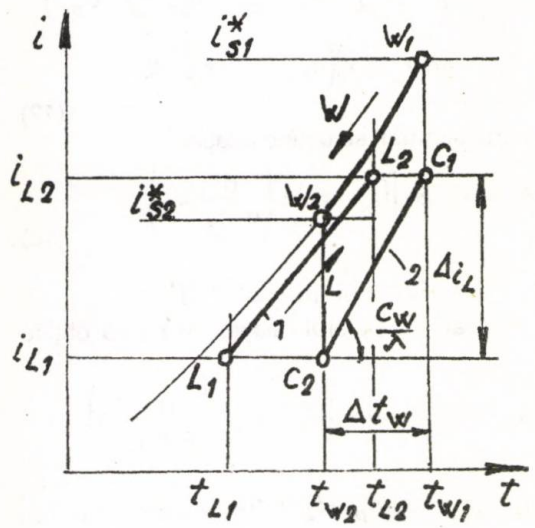


Fig.3. Variaţia stării aerului şi apei în procesul de răcire.

Toţi cercetătorii, începând cu Merkel însuşi, sunt de acord că aceste simplificări duc la o denaturare a rezultatelor, care este cu atât mai mare, cu cât ne apropiem de echilibrul termodinamic. Denaturarea se face în sensul obţinerii unor cifre de evaporare Ke mai mici, deci implicit necesarul unor suprafeţe mai mici de contact apă/aer.

Cea mai importantă simplificare care trebuie revăzută, este cea a ipotezei lui Lewis: Le = 1. Merkel [1] a propus următoarea relaţie:

$$\frac{\alpha}{\sigma \cdot c_p} = \frac{t_{L2} - t_{L1}}{t_{wm} - t_{Lm}} \cdot \frac{x^*_{sm} - x_{Lm}}{x_2 - x_1}, \qquad (18)$$

iar Colburn relaţia:

$$\frac{\alpha}{\sigma \cdot c_p} = \left(\frac{S_c}{\mathrm{Pr}}\right)^{2/3} = Le^{2/3}. \qquad (19)$$

Dar nici una din relaţiile propuse şi de ceilalţi cercetători nu are pretenţia de a fi exactă şi de a descrie întocmai fenomenul real. Valorile exacte ale lui α şi σ se pot determina doar la măsurători precise ale stării aerului la ieşire şi apoi prin închiderea bilanţului energetic.

De asemenea, starea aerului trebuie să se afle şi la ieşirea din turn în domeniul nesaturat, căci variaţia stării aerului, şi prin aceasta factorul Lewis, nu mai poate fi definitiv univoc când starea aerului la ieşire se află pe linia de saturaţie.

Cu toate acestea, părerea unanimă până în prezent este aceea a plasării valorii factorului Lewis între 0,95 . . . 1,1. Acestea şi pe baza cercetărilor fundamentale (citându-l doar pe Bošnjakovič), cât şi a celor experimentale, ca de exemplu a lui Thomas şi Houston.

2. Relaţiile clasice de calcul al turnurilor de răcire în contracurent considerând cazul aerului saturat

În unele cazuri se observă o suprapunere a temperaturii aerului uscat şi umed la ieşire, astfel că starea aerului se găseşte în domeniul suprasaturat (fig.4). În aceste cazuri, trebuie ca variaţia stării aerului să intersecteze într-un anumit punct, aflat în interiorul turnului de răcire, curba de saturaţie.

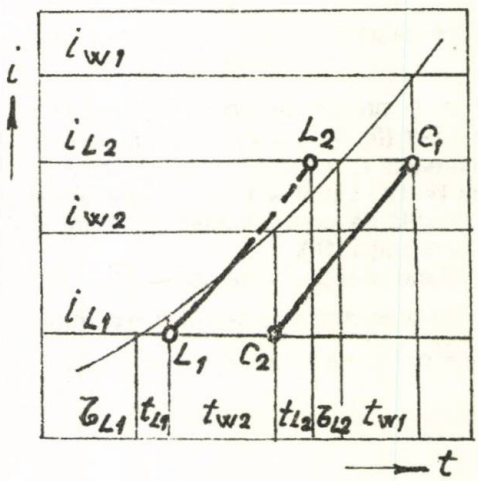


Fig.4. Variaţia stării aerului în turnul de răcire, în domeniul suprasaturat.

Koch [3] susţinea că variaţia stării aerului după atingerea stării de saturaţie va urmări, linia de saturaţie. Dacă temperatura aerului creşte prin transfer convectiv de căldură în măsură mai mică decât presiunea parţială crescătoare a vaporilor de apă corespunzătoare temperaturii de saturaţie, atunci aerul va fi suprasaturat, iar vaporii formaţi prin evaporare vor ceda căldură aerului şi se vor condensa, cu formare de ceaţă.

Thomas şi Houston [4] sunt mai puţin categorici în afirmaţiile lor, arătând că din momentul în care starea aerului a atins curbe de saturaţie, variaţia ulterioară a stării sale poate fie să urmărească curba de saturaţie, fie să se continue în zona suprasaturată. Mehlig [5] pe baza

triplei analogii arată că variaţia stării aerului într-o diagramă x - t va reprezenta o linie dreaptă.

Urmărirea curbei de saturaţie după atingerea stării de saturaţie presupune o variaţie bruscă, deci după Poppe [9] , trecerea la o stare fizică deosebită, pe care o exclude de la bun început.

În ceea ce priveşte relaţiile matematice, majoritatea cercetătorilor sunt de acord să neglijeze condensul în bilanţul masic şi deci să pornească de la relaţiile scrise anterior (5) ... (8), cu modificarea că entalpia aerului va fi acum:

$$i_L = \left[c_{pL} + c_{pv} \cdot x_s + c_w \cdot (x - x_s)\right] \cdot t_L + x_s \cdot r \ \text{[J/kg]} \tag{20}$$

şi

$$i_L^* = \left[c_{pL} + c_{pv} \cdot x_s^* + c_w (x - x_s^*)\right] \cdot t_w + x_s^* \cdot r, \text{[J/kg]} \tag{21}$$

iar capacitatea termică masică a aerului umed:

$$c_{ps} = c_{pL} + x_s \cdot c_{pv} + (x - x_s) \cdot c_w \cdot \ \text{[J/kg.K]} \tag{22}$$

În locul ecuaţiilor (13) şi (14) se obţine:

$$\dot{m}_L \cdot \mathrm{d}i_L = \sigma \cdot \mathrm{d}S \cdot \left[i_{LS}^* - i_L + \right.$$

$$+ \left(\frac{\alpha}{\sigma c_p} - 1\right)\left(i_{LS}^* - i_L - (x_s^* - x)(c_{pv} \cdot t_w + r)\right) -$$

$$\left. - \frac{\alpha}{\sigma c_p} \cdot \left(x - x_s^*\right) \cdot \left(r - (c_w - c_{pv}) \cdot t_w\right)\right] \tag{23}$$

$$\dot{m}_w \cdot \mathrm{d}i_w = \sigma \cdot \mathrm{d}S \cdot \left[i_{LS}^* - i_L + \right.$$

şi $$+ \left(\frac{\alpha}{\sigma c_p} - 1\right)\left(i_{LS}^* - i_L - (x_s^* - x)(c_{pv} \cdot t_w + r)\right) -$$

$$\left. - (x_s^* - x) c_w t_w - \frac{\alpha}{\sigma c_p}(x - x_s^* (r - (c_w - c_{pv}) \cdot t_w\right], \tag{24}$$

ultimul termen din aceste două relaţii reprezentând influenţa formării ceţii.

3. Calculul termic al turnurilor de răcire în contracurent cu ajutorul funcţiei ∅

În tehnica schimbătoarelor de căldură este deja bine introdusă funcţia ∅ şi pusă la punct utilizarea ei. La modul cel mai general, expresia matematică a funcţiei ∅ este:

$$\varnothing = \frac{t_1^{cald} - t_2^{cald}}{t_1^{cald} - t_1^{rece}}. \tag{25}$$

Indiferent de tipul turnului de răcire - contracurent sau curent încrucişat - se poate defini pentru acest caz funcţia ∅ cu relaţia:

$$\varnothing_L = \frac{i_{L2} - i_{L1}}{i_s(t_{w1}) - i_{L1}} = \frac{i_{L2} - i_{L1}}{i_{s1}^* - i_{L1}}, \tag{26}$$

care reprezintă raportul dintre preluarea reală de căldură de către aer şi preluarea maxim posibilă pentru condiţiile date. Prin entalpia $i_s(t_{w1})$ se înţelege entalpia la saturaţie a aerului la temperatura t_{w1} de intrare a apei în turn. Pentru simplificarea scrierii, se va utiliza pentru această mărime notaţia i_{s1}^* .

Pentru a se putea integra relaţiile matematice dificile care descriu funcţionarea turnurilor de răcire, s-a presupus în primă ipoteză, liniaritatea curbei de saturaţie, sub forma:

$$i_s^* = a + b \cdot t_w . \tag{27}$$

Utilizând relaţia (27), precum şi ecuaţia de bilanţ termic a turnului de răcire:

$$\mathrm{d}\dot{Q} = \dot{m}_L \cdot \mathrm{d}i_L = \dot{m}_w \cdot c_w \cdot \mathrm{d}t_w \tag{28}$$

se poate modifica relaţia (26) definind funcţia ∅ cu relaţia:

$$\varnothing_L = \frac{i_{L2} - i_{L1}}{i_{s1}^* - i_{L1}} = \frac{\dot{m}_w \cdot c_w \cdot \Delta t_w}{\dot{m}_L \cdot (i_{s1}^* - i_{L1})} = \frac{c_w \cdot \Delta t_w}{\lambda \cdot (i_{s1}^* - i_{L1})}, \tag{29}$$

Dacă considerăm $i_s^* = a + b \cdot t_w$, se poate scrie şi $\mathrm{d}i_s^* = b \cdot \mathrm{d}t_w$, deci relaţia (28) devine:

$$\mathrm{d}\dot{Q} = \dot{m}_w \cdot c_w \cdot \mathrm{d}t_w = \dot{m}_w \cdot \frac{c_w}{b} \cdot \mathrm{d}i_s^* , \tag{30}$$

ceea ce conduce la modificarea expresiei (29) sub forma:

$$\frac{i_{s1}^* - i_{s2}^*}{i_{s1}^* - i_{L1}} = \frac{b \cdot \lambda}{c_w} \cdot \varnothing_L . \tag{31}$$

În tratarea schimbătoarelor de căldură cu ajutorul funcţiei ∅ s-a introdus şi noţiunea de simetrie, putându-se considera după voie unul sau celălalt fluid care participă la schimbul energetic ca fluid principal, rezultatul fiind acelaşi. În relaţiile anterioare s-a considerat aerul ca fluid principal, dar considerând apa ca fluid principal se obţine pentru funcţia ∅ expresia:

$$\varnothing_w = \frac{i_{s1}^* - i_{s2}^*}{i_{s1}^* - i_{L1}}, \tag{32}$$

care reprezintă raportul dintre cedarea reală de căldură de către apă şi cedarea maximă posibilă de căldură. Legătura dintre cele două expresii este dată de relaţia:

$$\varnothing_L = \frac{c_w}{b \cdot \lambda} \cdot \varnothing_w \tag{33}$$

Ca şi în cazul clasic, se va considera un volum elementar dintr-un turn de răcire în contracurent (vezi fig.1), variaţia stării aerului şi apei fiind cea din figura 2, respectiv figura 3. Deosebirea constă însă, în maniera de tratare a

ansamblului turnului de răcire, care va fi privit ca un schimbător de căldură în contracurent, cu fluidele neamestecate (fig.5).

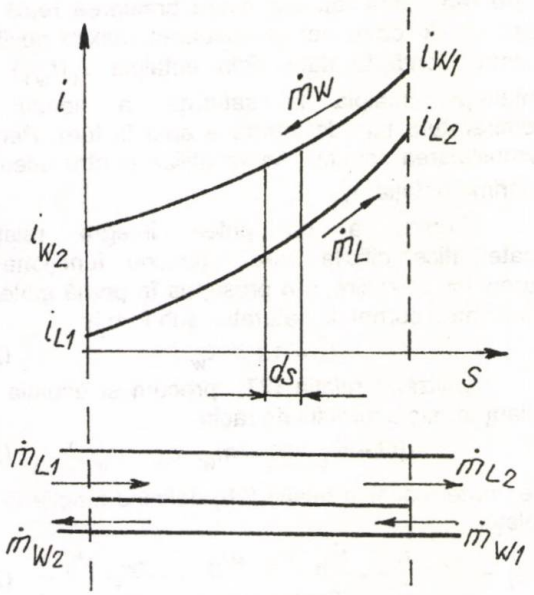


Fig.5.Modelul turnului de răcire în contracurent.

Punctul de plecare al calculului îl constituie tot binecunoscuta ecuaţie fundamentală a lui Merkel (34), cu aceleaşi ipoteze simplificatoare, inclusiv pentru integrarea ei. Se consideră deci relaţia:

$$d\dot{Q} = \dot{m}_L \cdot di_L = \dot{m}_W \cdot di_W = \sigma \cdot (i_s^* - i_L) \cdot dS. \quad (34)$$

Alura curbei de saturaţie se va aproxima pentru zona de lucru cu o dreaptă de ecuaţie:

$$i_s^* = a + b \cdot t_W \quad (35)$$

De aici se poate scrie:

$$di_s^* = b \cdot dt_W = \frac{b}{c_W} \cdot di_W, \quad (36)$$

dacă se poate scrie pentru apă că:

$$di_W = c_W \cdot dt_W. \quad (37)$$

Mărimea b reprezintă panta curbei de saturaţie, care ia valori diferite pentru diverse intervale de temperatură $t_{W1} \rightarrow t_{W2}$.

Relaţia (34) se mai poate scrie:

$$di_W = \frac{d\dot{Q}}{\dot{m}_W} \quad \text{şi} \quad di_L = \frac{d\dot{Q}}{\dot{m}_L}, \quad (38)$$

cu ajutorul cărora, şi prin considerarea apei ca fluid principal, se va obţine:

$$di_W - di_L = \frac{d\dot{Q}}{\dot{m}_W}\left(1 - \frac{1}{\lambda}\right) = \frac{\sigma \cdot (i_s^* - i_L)}{\dot{m}_W} \cdot \left(1 - \frac{1}{\lambda}\right) \cdot dS. \quad (39)$$

Diferenţa de entalpii di_W - di_L poate fi dezvoltată după cum urmează:

$$di_W - di_L = c_W\, dt_W - di_L = \frac{c_W}{b} \cdot di_s^* - di_L = di_s^* - di_L -$$

$$-\left(1 - \frac{c_W}{b}\right) \cdot di_s^* = di_s^* - di_L - \left(\frac{b}{c_W} - 1\right)\frac{d\dot{Q}}{\dot{m}_W} = di_s^* - di_L -$$

$$-\sigma \cdot \left(i_s^* - i_L\right) \cdot \left(\frac{b}{c_W} - 1\right)\frac{dS}{\dot{m}_W}. \quad (40)$$

Prin egalarea relaţiilor (39) şi (40) se obţine:

$$\frac{di_s - di_L}{i_s^* - i_L} = \frac{\sigma \cdot dS}{\dot{m}_W} \cdot \left(\frac{b}{c_W} - \frac{1}{\lambda}\right). \quad (41)$$

Cum mărimile σ, $\dot{m}_W$, c_W şi λ sunt constante pentru un punct de funcţionare al turnului de răcire, relaţia (41) se poate integra şi se va obţine:

$$\ln\left(i_s^* - i_L\right) = \frac{\sigma \cdot S}{\dot{m}_W} \cdot \left(\frac{b}{c_W} - \frac{1}{\lambda}\right) + c. \quad (42)$$

Folosind condiţiile de margine se determină constanta de integrare, rezultând relaţia:

$$\ln \frac{i_{s1}^* - i_{L2}}{i_{s2}^* - i_{L1}} = \frac{\sigma \cdot S}{\dot{m}_W} \cdot \left(\frac{b}{c_W} - \frac{1}{\lambda}\right) = K_e \cdot \left(\frac{b}{c_W} - \frac{1}{\lambda}\right) \quad (43)$$

sau

$$\frac{i_{s1}^* - i_{L2}}{i_{s2}^* - i_{L1}} = e^{Ke_1}, \text{ unde } Ke_1 = Ke \cdot \left(\frac{b}{c_W} - \frac{1}{\lambda}\right) \quad (44)$$

Prin scăderea din 1 a ambilor termeni ai relaţiei (44) se ajunge la forma:

$$\frac{(i_{s2}^* - i_{L1}) - (i_{s1}^* - i_{L2})}{i_{s2}^* - i_{L1}} = 1 - e^{Ke_1} \quad (45)$$

Relaţia (41) mai poate fi scrisă şi sub forma

$$di_s^* - di_L = \frac{d\dot{Q}}{\dot{m}_W} \cdot \left(\frac{b}{c_W} - \frac{1}{\lambda}\right), \quad (46)$$

care prin integrare şi respectarea condiţiilor de margine devine:

$$\left(i_{s1}^* - i_{L2}\right) - \left(i_{s2}^* - i_{L1}\right) = \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_W} \cdot \left(\frac{b}{c_W} - \frac{1}{\lambda}\right), \quad (47)$$

sau

$$\left(i_{s2}^* - i_{L1}\right) - \left(i_{s1}^* - i_{L2}\right) = \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_W} \cdot \left(\frac{b}{c_W} - \frac{1}{\lambda}\right) \quad (48)$$

obţinând în continuare:

$$\left(1 - e^{Ke_1}\right) \cdot \left(i_{s2}^* - i_{L1}\right) = -\frac{\dot{Q}}{\dot{m}_W} \cdot \left(\frac{b}{c_W} - \frac{1}{\lambda}\right) \quad (49)$$

Putem elimina entalpia aerului i_{s2}^* din relaţia (49), scriind bilanţul energetic pe partea apei:

$$\dot{Q} = \dot{m}_W \cdot \frac{c_W}{b} \cdot \left(i_{s1}^* - i_{s2}^*\right) \quad (50)$$

sau

$$i^*_{s2} = i^*_{s1} - \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_w} \cdot \frac{b}{c_w} \qquad (51)$$

după care se obţine:

$$\dot{Q} = \frac{1 - e^{Ke_1}}{\frac{1}{\lambda} - \frac{b}{c_w} \cdot e^{Ke_1}} \cdot \left(i^*_{s1} - i_{L1}\right) \cdot \dot{m}_w \qquad (52)$$

Ţinând cont de faptul că $\lambda = \dot{m}_L / \dot{m}_w$, relaţia (52) se poate scrie şi sub forma:

$$\dot{Q} = \frac{1 - e^{Ke_1}}{1 - \frac{b \cdot \lambda}{c_w} e^{Ke_1}} \cdot \left(i^*_{s1} - i_{L1}\right) \cdot \dot{m}_L \qquad (53)$$

Comparând această relaţie cu relaţia bilanţului energetic pe partea aerului modificată şi utilizând relaţia (26) avem:

$$\dot{Q} = \dot{m}_L \cdot \left(i_{L2} - i_{L1}\right) \cdot \frac{i^*_{s1} - i_{L1}}{i^*_{s1} - i_{L1}} = \varnothing \cdot \dot{m}_L \cdot \left(i^*_{s1} - i_{L1}\right) \qquad (54)$$

şi se vede imediat identitatea funcţiei $\varnothing$ cu expresia:

$$\varnothing_L = \frac{1 - e^{\frac{\sigma S}{\dot{m}_w}\left(\frac{b}{c_w} - \frac{1}{\lambda}\right)}}{1 - \frac{b \cdot \lambda}{c_w} \cdot e^{\frac{\sigma S}{\dot{m}_w}\left(\frac{b}{c_w} - \frac{1}{\lambda}\right)}} \qquad (55)$$

Dacă modificăm relaţia (50) sub forma:

$$\dot{Q} = \dot{m}_w \cdot \frac{c_w}{b} \cdot \left(i^*_{s1} - i^*_{s2}\right) \cdot \frac{i^*_{s1} - i_{L1}}{i^*_{s1} - i_{L1}} \qquad (56)$$

şi utilizăm relaţia de definiţie (32), vom putea scrie prin identificarea termenilor între relaţiile (52) şi (56) expresia funcţiei $\varnothing_w$ pe partea apei:

$$\varnothing_w = \frac{b}{c_w} \cdot \frac{1 - e^{\frac{\sigma S}{\dot{m}_w}\left(\frac{b}{c_w} - \frac{1}{\lambda}\right)}}{\frac{1}{\lambda} - \frac{b}{c_w} \cdot e^{\frac{\sigma S}{\dot{m}_w}\left(\frac{b}{c_w} - \frac{1}{\lambda}\right)}} \qquad (57)$$

Dacă considerăm aerul ca fluid principal, plecând de la aceleaşi relaţii se poate scrie:

$$di_w - di_L = -\frac{d\dot{Q}}{\dot{m}_L} \cdot (\lambda - 1) = -\frac{\sigma \cdot \left(i^*_s - i_L\right)}{\dot{m}_L} - (\lambda - 1) \cdot \mathrm{d}S, \qquad (58)$$

care dezvoltată în mod asemănător conduce în final la expresia:

$$\varnothing_L = \frac{1 - e^{\frac{\sigma S}{\dot{m}_L}\left(\frac{b \cdot \lambda}{c_w} - 1\right)}}{1 - \frac{b \cdot \lambda}{c_w} \cdot e^{\frac{\sigma S}{\dot{m}_L}\left(\frac{b\lambda}{c_w} - 1\right)}} \qquad (59)$$

Comparând cele două relaţii (55) şi (59), care reprezintă expresiile funcţiei $\varnothing$ scrise pentru acelaşi turn de răcire, considerând, însă, alt fluid ca fiind principal, se observă că cele două expresii sunt identice, deci turnul de răcire este simetric din punctul de vedere al funcţiei $\varnothing$. Această proprietate este deosebit de utilă pentru calculul practic cu diagrame, când este suficient să avem la dispoziţie reprezentarea grafică a lui $\varnothing$ pentru $0 \leq b.\lambda / c_w \leq 1$; celelalte cazuri când $b.\lambda / c_w > 1$ vor putea fi rezolvate cu ajutorul relaţiei:

$$\varnothing_L\left(\frac{b \cdot \lambda}{c_w}, Ke^*\right) = \frac{c_w}{b \cdot \lambda} \cdot \varnothing_w\left(\frac{c_w}{b \cdot \lambda}, Ke\right). \qquad (60)$$

În relaţia (60) se lucrează cu ambele cifre de evaporare, adică atât $Ke = \beta_{xx} \cdot V / \dot{m}_w$, cât şi $Ke^* = \sigma \cdot S / \dot{m}_L$.

4. Consideraţii asupra atingerii stării de saturaţie

La metodele clasice de calcul al turnurilor de răcire trebuie să se facă o departajare netă între cazul stării aerului nesaturat şi cazul stării aerului saturat, rezultatele fiind afectate de corecta sau incorecta apreciere şi utilizare a calculului corespunzător situaţiei existente. Atât în cazul calculului de determinare a cifrei de evaporare pentru o umplutură dată, cât şi în cazul proiectării unui turn de răcire plecând de la o umplutură cu caracteristici cunoscute, calculul nu se poate face în nici un caz global, ci va trebui condus pe paşi, pentru a permite verificarea continuă a stării aerului şi utilizarea relaţiilor de calcul adecvate.

Metoda de calcul cu ajutorul funcţiei $\varnothing$ prezintă marele avantaj că utilizează ca potenţiale doar entalpiile, atât pe partea aerului, cât şi pe partea apei. Prin această particularitate a calculului, automat problema domeniului în care se află punctul momentan de stare al aerului nu mai devine primordială.

Este însă de la sine înţeles, că, indiferent de metoda de calcul aplicată, aerul poate să ajungă la saturaţie şi în multe cazuri ajunge să devină suprasaturat cu vapori de apă. În toate calculele efectuate asupra turnurilor de răcire s-a plecat de la considerentul că starea de suprasaturaţie a aerului cu vapori de apă este o stare instabilă, aerul după ce a atins starea de saturaţie continuându-şi transformarea pe curba de saturaţie.

Din potenţialul motor - entalpia- o parte este dată de schimbul de căldură uscat (convectiv), iar alta de schimbul de căldură umed (evaporarea şi aportul de căldură al vaporilor). Din momentul în care se atinge saturaţiea aerului cu vapori de apă, capacitatea aerului de a prelua vapori de apă este serios afectată, această preluare fiind acum direct dependentă de creşterea temperaturii aerului . Din cele amintite la pct.2 şi din rezultatele obţinute ar însemna că din acest moment începe o bruscă intensitate a schimbului de căldură uscat, pentru ca pe total, răcirea apei să se continue în aceeaşi măsură. Din determinările- experimentale proprii, cât şi din cele efectuate la ICEMENERG (actualul GSCI) Bucureşti s-a observat o diminuare a răcirii apei din momentul atingerii stării de saturaţie. Consider că, din momentul atingerii stării de saturaţie a aerului, răcirea apei se desfăşoară pe baza schimbului de căldură uscat, care se continuă pe tot parcursul turnului de răcire, şi doar în mică măsură pe baza schimbului de căldură umed, care diminuează serios.

BIBLIOGRAFIE

[1] Merkel, Fr. *Verdunstungskühlung.* VDI -F. Heft 275, 1925.

[2] Klenke, W. *Zur einheitlichen Beurteilung und Berechnung von Gegenstrom und Kreuzstromkühlturmen.* Kältetechnik-Klimat. 22 (1970) 10, S.322/330.

[3] Koch, J. *Untersuchung und Berechung von Kühlwerken mit Hilfe des i-t Bildes.* VDI-F.Heft 404, 1940.

[4] Thomas, W. & Houston, P. *Simultaneous heat and mass transfer in cooling towers.* In: Brit.Chem. Engn. 4 (1959) 3, P. 160/163

[5] Mehlig, J. *Die Wärme - und Stoffübertragung bei der Verduns tungskühlung.* BWK 20 (1968) 2, S. 49/56.

[6] Helfand, R. *Ecuaţiile diferenţiale ale calculului termic al turnurilor de răcire în curent transversal* (lb. rusă). In: Bul. VNIIG 86, 1968.

[7] Vlădea, I., Oancea, N. *Der thermische Gütegrad von Kühlturmen.* In: BWK 22 (1970) 3, S. 123/127.

[8] Jădăneanţ, M. *Studii şi cercetări experimentale asupra unor noi tipuri de umpluturi pentru turnurile de răcire. A VIII-a Consfăruire Termoenergeticienilor din România 1980.*

[9] Poppe, M. *Wärme - und Stoffübertragung bei der Verdunstungskühlung im Gegen - und Kreuzstrom.* In: VDI-F Heft 560, 1973.

[10] Jădăneant, M. *Contribuţii la studiul schimbului de căldură şi de masă în turnurile de răcire.* Teză de doctorat, IPT - 1980.

Referent : prof. dr. ing. Monica Sava - Facultatea de Energetică, Universitatea "Politehnica" Bucureşti

(Primit la 5 aprilie 1994, acceptat la 18 aprilie 1996)

În numărul 2, seria B/1996, al revistei Energetica au apărut următoarele materiale:

DORIN CRISTESCU, LAURENŢIU GOIA: Masă rotundă "Compatibilitatea electromagnetică"

DORIN CRISTESCU, MARILENA UNGUREANU: Nivelul perturbaţiilor în LEA din România . Aspecte statistice şi practice

ROMULUS SFICHI: Optimizarea costului unei instalaţii de filtrare - compensare pentru receptoare inductive şi deformante

CARMEN GOLOVANOV, NICOLAE GOLOVANOV, AURELIAN CALOTOIU: Aparatele electrocasnice - surse de poluare armonică

MARILENA UNGUREANU, CORNEL TOADER, STEFANIA IOAN, RADU POPA, MIRCEA SCURARIU: Perturbaţii electromagnetice produse de consumatorii racordaţi la reţelele de joasă şi medie tensiune. Efectul utilizării tehnologiilor moderne la consumatori

VIRGIL GOLUMBEANU, PAUL SVASTA, NOROCEL-DRAGOŞ CODREANU: Subansambluri de placă de cablaj imprimat - PCB (Printed Cables Board) cu compatibilitate electromagnetică ridicată a liniei de alimentare

ION CONECINI, NICOLAE GOLOVANOV, ION LUNGU, ŞTEFAN GHEORGHE: Aspecte privind calitatea energiei electrice şi monitorizarea acesteia

INFORMAŢII

ANDREI MARINESCU, SILVIA POPESCU: Activitatea laboratorului de înaltă tensiune LIT - ICMET Craiova în domeniul compatibilităţii electromagnetice

PRIMIM DE LA COMITETUL MEMBRU ROMÂN AL UNIPEDE

x x x Conferinţe organizate de UNIPEDE în anul 1996

PRIMIM DE LA PROGRAMUL SYNERGY

SOMMAIRE

Numéro spécial: "La planification intégrée des ressources, une nécesité pour une utilisation efficace des ressources du pays"

ANCA POPESCU: La présentation de la table ronde sur "La planification intégrée des ressources, une nécessité pour une utilisation efficace des ressources du pays" 99

CĂLIN MIHĂILEANU: Evolution récentes dans la doctrine et la pratique de la planification intégrée des ressources (IRP) 100

ANCA POPESCU, DOINA POPOVICI, FLORICA BREAZU, OTILIA MARIN, MONICA POPESCU, EMIL POP, GHEORGHE VÂLCEREANU: La comparaison des différents alternatives pour produire l'électricité en Roumanie 108

ANCA POPESCU, DOINA POPOVICI, FLORICA BREAZU, OTILIA MARIN: Le problème de l'évolution future du réseau d'énergie de la Roumanie 118

DANIELA SCRIPCARIU, MIRCEA SCRIPCARIU, AURELIU LECA: Approches modernes de la relation entre le fournisseur et le consommateur d'énergie et la participation des autres organisations a la gestion de l'utilisation de l'énergie (DSM) 125

DANIELA SCRIPCARIU, MIRCEA SCRIPCARIU, AURELIU LECA: Instruments et mesures nécessaires pour stimuler les modalités efficaces de consommation de l'énergie - ressources dans le cadre du processus de planification intégrée des ressources en Roumanie 130

AURELIU LECA, EMIL STATIE: Principes concernant la promotion de la gestion du gaz naturel en Roumanie 135

MIHAI JĂDANEANT: Analyse comparée du calcul classique et du calcul qui utilise l'efficience pour les tours de refroidissement à contre-courant 140

INFORMATION 124; 146

OVIDIU ŢUŢUIANU : La nouvelle loi pour la protection de l'énvironnment 134

INHALT

Sonderausgabe "Die integrierte Planung der Landesressourcen - eine Notwendigkeit bei der effizienten Nutzung der Landesressourcen"

ANCA POPESCU: Vorfuehrung des Gespraechs am runden Tisch "Die integrierte Planung der Ressourcen-eine Notwendigkeit bei der effizienten Nutzung der Landesressourcen" 99

CĂLIN MIHĂILEANU: Jungste Entwicklungen in der Doktrin und der Praxis der integrierten Ressourcenplanung (IRP) 100

ANCA POPESCU, DOINA POPOVICI, FLORICA BREAZU, OTILIA MARIN, MONICA POPESCU, EMIL POP, GHEORGHE VÂLCEREANU: Ein Vergleich verschiedener Alternativen bei der Erzeugung der Elektroenergie in Romaenien 108

ANCA POPESCU, DOINA POPOVICI, FLORICA BREAZU, OTILIA MARIN: Die Frage der kuenftigen Entwicklung des Energienetzes in Rumaenien 118

DANIELA SCRIPCARIU, MIRCEA SCRIPCARIU, AURELIU LECA: Moderne Ansprecharten der Beziehung Energielieferant - Energieverbraucher und die Beteiligung anderer Organisationen im Rahmen des Energienutzungsmanagements (DSM) 125

DANIELA SCRIPCARIU, MIRCEA SCRIPCARIU, AURELIU LECA: Erforderliche Mittel und Maßnahmen zur Foerderung effizienter Energieverbrauchsweisen als Ressourcen im Rahmen des Prozesses der integrierten Ressourcenplanung in Rumaenien 130

AURELIU LECA, EMIL STATIE: Grundsaetze bei der Foerderung des Erdgasmanagements in Rumaenien 135

MIHAI JĂDĂNEANŢ: Eine Vergleichsanalyse der herhoemmlichen und der Wirksamkeitsrechnung fuer Gegenstrom-Kuehltuerme 140

INFORMATIONEN 124;146

OVIDIU ŢUŢUIANU : Das Umweltschutzneugesetz 134

CONTENTS

Specia issue "Integrated Romania's resources planning required by their efficient use

ANCA POPESCU: Presentation of the round table on "Integrated Romania's resources planning required by their efficient use" 99
CĂLIN MIHĂILEANU: Latest evolution occurred in the integrated resource planning (IRP) 100
ANCA POPESCU, DOINA POPOVICI, FLORICA BREAZU, OTILIA MARIN, MONICA POPESCU, EMIL POP, GHEORGHE VĂLCEREANU: Comparison between different variants of electricity generation in Romania 108
ANCA POPESCU, DOINA POPOVICI, FLORICA BREAZU, OTILIA MARIN: Considerations on the National Power Network further development 118
DANIELA SCRIPCARIU, MIRCEA SCRIPCARIU, AURELIU LECA: Up-to-date approaches on the energy suypplier/end-eser relation and participation of other organization in the DSM process 125
DANIELA SCRIPCARIU, MIRCEA SCRIPCARIU, AURELIU LECA: Tools and measures required to increase energy-resources efficient use withim the integrated resource planning in Romania 130
AURELIU LECA, EMIL STATIE: Principles on promotion of natural gas in Romania 135
MIHAI JĂDĂNEANŢ: A comparative study on the classical calculation and the one using the efficiency of the backward cooling towers 140

INFORMATION 124; 146
OVIDU ŢUŢUIANU: La loi pour la protection du milieu 134

СОДЕРЖАНИЕ

Специальный номер "Интегрированное планирование ресурсов страны, необходимое для эффективного использования ресурсов страны"

АНКА ПОПЕСКУ : Представление круглого стола по "Интегрированному планированию ресурсов страны, необходимому для эффективного использования ресурсов страны" 99
КЭЛИН МИХЭИЛЕАНУ: Новые развития доктрины и практики интегрированного планирования ресурсов 100
АНКА ПОПЕСКУ, ДОИНА ПОПОВИЧ, ФЛОРИКА БРЕАЗУ, ОТИЛИЯ МАРИН, МОНИКА ПОПЕСКУ, ЭМИЛ ПОП, ГЕОРГЕ ВЫЛЧЕРЕАНУ: Сопоставление разных альтернатив производства электроэнергии в Румынии 108
АНКА ПОПЕСКУ, ДОИНА ПОПОВИЧ, ФЛОРИКА БРЕАЗУ, ОТИЛИЯ МАРИН: Вопросы будущего развития энергетической сети Румынии 118
ДАНИЕЛА СКРИПКАРЮ, МИРЧЕА СКРИПКАРЮ, АУРЕЛЮ ЛЕКА: Новые подходы к соотношению поставщик- потребитель энергией и участие других организации в управлении использованием энергии (DSM) 125
ДАНИЕЛА СКРИПКАРЮ, МИРЧЕА СКРИПКАРЮ, АУРЕЛЮ ЛЕКА: Средства и меры необходимые для усовершенствования эффективных образов затрачивания энергетических ресурсов в процесе интегрированного планирования ресурсов Румынии 130
АУРЕЛЮ ЛЕКА, ЭМИЛ СТАТИЕ: Принципы продвижения управления эстественным газом в Румынии 135
МИХАЙ ЖЭДЭНЕАНЦ: Сравнительный анализ классического расчёта и расчёта на основе ефективности для градирней в противопотоке 140

ИНФОРМАЦИИ 124; 146
ОВИДЮ ЦУЦУЯНУ: Новый закон для защиты окружающего среда 134

MAGYAR INFORMÁCIÓS KÖNYVTÁR ÉS SZÁMÍTÓGÉPES KÖZPONT 1883

CENTRUL DE INFORMARE ŞI DOCUMENTARE ENERGETICĂ

CIDE

deţine o importantă bancă de date - **SIDEnerg** *- care vă poate oferi informaţii exacte privind materiale ştiinţifice de ultimă oră existente în* ***GSCI/RENEL.***

SISTEMUL INFORMATIC PENTRU DOCUMENTARE ÎN ENERGETICĂ -

SIDEnerg *- deţine date referitoare la:*

- **articole;**
- **standarde / prescripţii;**
- **reviste;**
- **brevete;**
- **cărţi/teze de doctorat/ dicţionare/rapoarte manifestări ştiinţifice.**

La cererea solicitanţilor, **CIDE**

poate elabora bibliografii pe teme date dintr-un fond documentar existent în biblioteci.

Tot la cerere pot fi efectuate traduceri şi retroversiuni.

Serviciile sunt asigurate în ordinea primirii comenzilor, în funcţie de capacitatea centrului.

CENTRUL DE INFORMARE ŞI DOCUMENTARE ENERGETICĂ

CIDE

Progres prin cercetare ***Cercetare prin informare.***

☎ 323.67.30./235

✉ Bd. Energeticienilor 8,
cod 79619
sector 3, Bucureşti

COREMI Aparate Electronice de Măsură şi Industriale

Cal. Griviţei Nr. 355, Sect. 1, Bucureşti, Tel.: 665.47.35; 665.50.90 / 483, Fax: 666.35.48

MEGAWATTMETRU/WATTMETRU DIGITAL CU CONTORIZARE E 0319

Se foloseşte la: • măsurarea cu precizie a puterii electrice debitate sau consumate şi contorizarea energiei electrice; • verificarea şi etalonarea contoarelor cu energie electrică etc.
Funcţionează în regim trifazat sau monofazat. Puterea electrică este afişată cu 4 1/2 cifre, iar contorul are rezoluţie selectabilă. Caracteristicile tehnice (secund trafo): *domeniul de curenţi: 0... 5 A pe fiecare fază; *scări de tensiunl: (100 V/57,7 V) 380 V/220 V; *eroare de măsurare (max.): ±0,02 % ct 0,03 % cs; *frecvenţa de lucru: 50 Hz. Poate furniza date pentru calculator (opţional).
Termenul de garanţie este de 3 ani.

DEBITMETRU ELECTRONIC CU CONTORIZARE N 0207

Este destinat măsurării debitelor lichidelor: apă, produse petroliere etc., în conducte cu diametre D_n: 30 ... 1500 mm. Cele două traductoare ultrasonice se montează pe conducta parcursă de fluid. Caracteristici tehnice: *debitul minim: 0,4 m^3/h; *debitul maxim (la $D_{n\ max}$): 7400 m^3/h; *frecvenţa de lucru: 1 ... 5 MHz. Este prevăzut cu contorizare şi corespunde prevederilor OIML.

MILIOHMMETRU/REZISTIVIMETRU DIGITAL E 0342

Este destinat măsurării rezistenţei electrice a barelor metalice, cablurilor, sârmelor etc. Măsoară prin metoda de măsurare cu patru cifre: *domeniul de măsurare: 10μΩ... 2000Ω; *rezoluţie maximă: 10μΩ; *curentul de măsurare: maximum 1 A; *eroare de măsurare: maximum ±0,02% ct ±0,03% sc.
Termen de garanţie: 3 ani.

MULTIMETRU DIGITAL E 0309M

Multimetru E 0309 M are 4 1/2 cifre şi măsoară tensiuni continue, tensiuni alternative şi rezistenţe.
Rezoluţia maximă: 10 μV (10 mΩ).
Măsurarea tensiunilor continue:
***domeniul: 10 μV -1000 V, *eroare de bază: ±0,01 % ct ±0,01 % cs.**
Măsurarea tensiunilor alternative: *domeniul: 10μV - 350 V.
Măsurarea rezistenţelor: *domeniul: 10 mΩ- 2000 kΩ.

SISTEME COMPLEXE PENTRU MĂSURAREA, MEMORAREA ŞI URMĂRIREA PARAMETRILOR ÎNTR-O SECŢIE SAU UZINĂ

Sunt măsuraţi în regim permanent diferiţi parametrii, printre care: debitul de lichid sau gaz, temperatură, presiune, consum de energie electrică, timp de funcţionare al maşinilor electrice etc. Informaţia analogică este convertită în digital, transmisă la distanţă şi memorată. Datele pot fi furnizate unui calculator care, în baza unui program, poate stoca şi prelucra informaţia.

E 2039 FF
8 000000 255655

4 ENERGETICA

SERIA A

OORSZÁGOS MŰSZAKI INFORMÁCIÓS KÖZPONT ÉS KÖNYVTÁR 1883

Romania RENEL

IULIE - AUGUST 1996

ENERGETICIENI PROTEJAȚI NATURA!

Efficient and reliable are our products and services

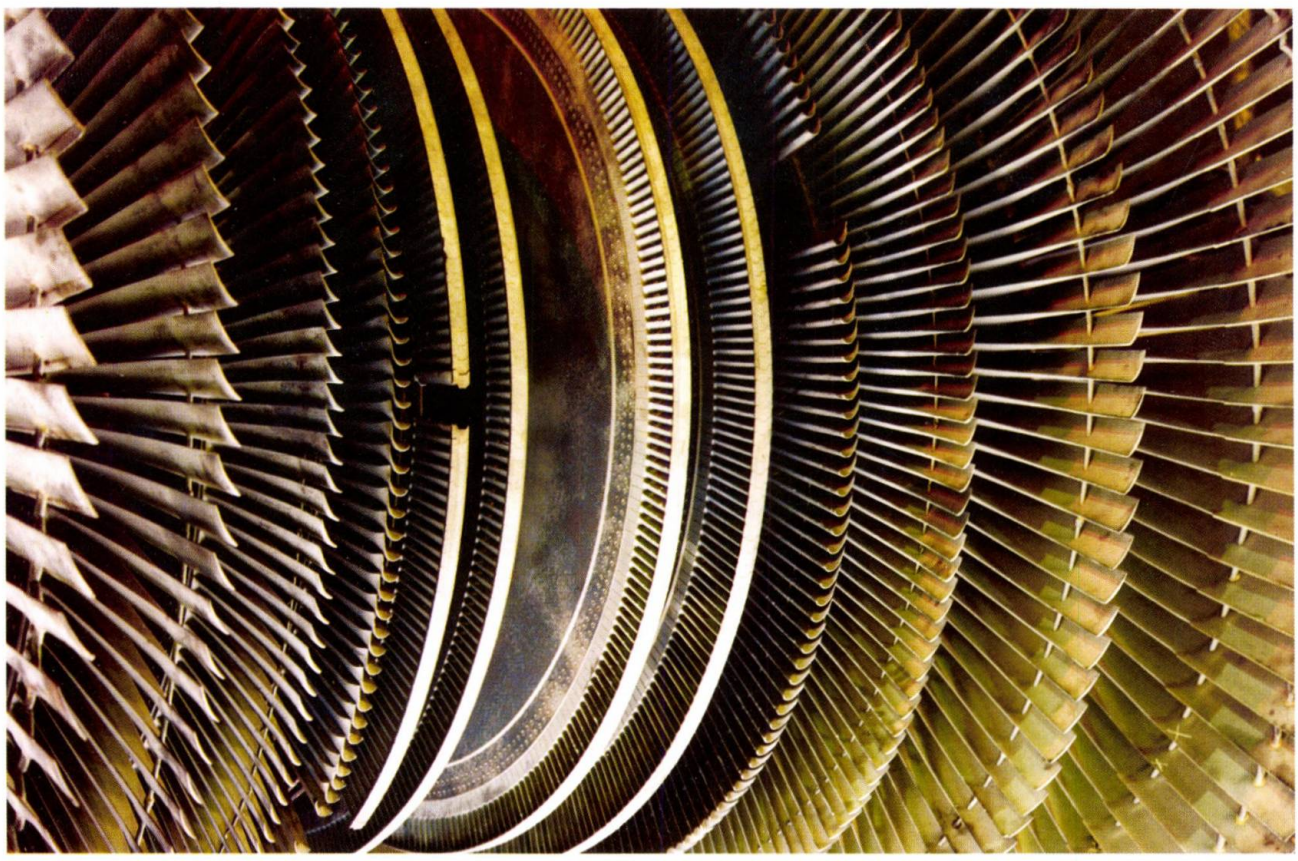


ABB Energoreparaţii Romania Ltd.
Bucharest

ABB Power T&D Ltd.
Bucharest

ABB Rometrics Ltd.
Timişoara

ABB Romania Ltd.
16, Ion Cîmpineanu street
70100 Bucharest

ABB

ORSZÁGOS KÖZPONT 1883 KÖNYVTÁR MŰSZAKI EGYETEM

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 44 | Nr. 4, SERIA A | IULIE-AUGUST 1996

ISSN 1220 - 5133

Număr special "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice"

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuând tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:

- **Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);**
- **Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);**
- **Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);**
- **ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);**
- **Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);**
- **Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)**

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparţin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parţială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacţie. Sunt autorizate numai citările destinate lucrărilor ştiinţifice şi volumelor în care acestea sunt inserate .

Revista apare alternativ în două serii :

- **seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;**
- **seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, staţiilor electrice, ale liniilor de transport şi distribuţie a energiei electrice , sisteme electroenergetice etc.**

Fiecare serie are 6 numere pe an .

CUPRINS

DUMITRU CEZAR IONESCU : Masa rotundă "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice" - prezentare 151

MANFRED STEIN, CHRISTIANA BĂRBULESCU, DAN ANASTASIU, DUMITRU CEZAR IONESCU, PAUL ILIESCU- SALIGNY, VASILE IORDACHE: Unele consideraţii privind noţiunea de risc şi managementul acestuia în instalaţiile energetice 152

HERMINA ALBERT, DAN PREOŢESCU: Analiza automată a siguranţei în funcţionare a reţelelor electrice 158

FLORIN MUNTEANU, DUMITRU IVAS, DUMITRU COCA: Analiza probabilistică a dependenţei fiabilitate - consum propriu tehnologic în cazul reţelelor de distribuţie a energiei electrice 162

MIHAELA DOBRIN: Aspecte specifice privind analiza fiabilităţii instalaţiei de automatizare din centralele electrice pentru sistemul de măsură - reglare şi comandă 167

DUMITRU CEZAR IONESCU: Generarea automată a modelelor markoviene de fiabilitate cu ajutorul algebrei Kronecker 174

ANATOLI PAUL ULMEANU: Asupra utilizării reţelelor PETRI şi a proceselor aleatoare semi-Markov în analiza fiabilităţii sistemelor cu mentenanţă programată 182

MANFRED STEIN, CHRISTIANA BĂRBULESCU, ALEXANDRU MOLNAR: Contribuţii la aplicarea RCM (Realiability Centered Maintenance) în instalaţiile energetice 190

MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINŢIFICE

* * * Congresul VGB 1996 157

RECENZII

EUGENIU PAVEL: Lane , D. "Italian Electricity Towards Privatisation and Beyond 2000" (Industria energie din Italia spre privatizare şi perspectivele acesteia după anul 2000) 181

ION IONIŢA: Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M. "Thermal Design and Optimization" (Proiectarea şi optimizarea sistemelor termice) 194

DIN ENERGETICA MONDIALĂ 161,193

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)322 06 92 ; (401)321 69 66/251
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

COLEGIUL DE REDACŢIE

BIROUL: dr . ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte, redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANŢINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Vasile RUGINĂ - secretar de redacţie; ing. Radu OPINCARU; ing. Ion CONECINI; ing. Vladimir CONSTANTINESCU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Dan GHEORGHIU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: conf. dr. ing. Florin ALEXE; ing. Ovidiu APOSTOL; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; ing.Radu CONSTANTIN; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; dr. ing. Laurenţiu GOIA; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU ; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. ing. Mircea NEMEŞ; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; conf. dr. ing. Petre POSTOLACHE; dr. ing. Dan Ion PREDOIU; ing. Radu REGMAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU

Redactor : Ana Maria CHIVU

Editat cu sprijinul Ministerului Cercetării şi Tehnologiei - Colegiul Consultativ pentru Cercetare Ştiinţifică şi Dezvoltare Tehnologică

Redacţia şi administraţia: GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)322 06 92; (401)321 69 66/251; Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Tiparul executat la GSCI

Masa rotundă
"Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice"

Funcţionarea eficientă a instalaţiilor energetice reprezintă un concept complex, care presupune performanţă tehnologică, disponibilitate şi fiabilitate şi, evident, securitate, toate reunite într-o corelare economică corespunzătoare.

Cercetările moderne tind tot mai mult ca, încă din faza de concepţie şi proiectare, să îmbine aceste trei mari cerinţe, astfel încât să se construiască modele performante, capabile să reflecte mult mai fidel situaţiile reale.

In prezent, preocupările din acest domeniu pot fi structurate pe trei mari direcţii :

- realizarea de instalaţii sau furnizarea de servicii, care să respecte cerinţele de calitate, garanţie a unui comportament ce poate fi evaluat cantitativ şi calitativ şi care permite minimizarea riscului pierderilor sau accidentelor catastrofale. Această direcţie stabileşte reguli şi proceduri prin care valoarea iniţială, intrinsecă, este cunoscută şi definită;
- definirea şi urmărirea siguranţei în funcţionare a instalaţiilor sau serviciilor energetice de calitate, definită prin evaluarea fiabilităţii, disponibilităţii şi mentenabilităţii acestora. Prin aceasta se oferă tehnica de măsurare a comportamentului în funcţionare sau, mai ales, a nerealizării funcţiilor proiectate sau a obligaţiilor asumate;
- definirea situaţiilor limită, catastrofale, de pierderi umane, economice şi de agresare a mediului ambiant, prin evaluarea riscului producerii acestor fenomene şi stabilirea cerinţelor de securitate. Se realizează astfel premisele gestionării riscului asociat folosirii instalaţiilor energetice.

Este foarte important să se înţeleagă că succesul în acest domeniu nu poate fi atins decât printr-o abordare corectă, care să ia în considerare interdependenţa influenţelor şi a parametrilor acestora. Pentru ca un sistem să fie sigur trebuie :

- să fie proiectat cu luarea în considerare a cerinţelor de calitate, siguranţă (fiabilitate şi mentenanţă) şi securitate;
- să fie realizat cu respectarea cerinţelor şi procedurilor de calitate;
- să fie exploatat ţinându-se cont de cerinţele de mentenanţă predictivă şi procedurile de calitate ale mentenanţei corective.

Luarea în considerare numai a unora din aceste cerinţe poate duce la deformarea realităţii şi, în consecinţă, la generarea de pierderi. Un exemplu semnificativ în această direcţie îl constituie situaţia preocupărilor de siguranţă din sistemul energetic din România. Confruntat cu o disponibilitate redusă, datorită grupurilor aflate în faza finală de viaţă utilă şi mai ales grupurilor ce folosesc cărbune inferior, centrul de activitate a fost dirijat cu precădere spre mentenanţă şi reabilitare.

Realizarea unei politici corecte de mentenanţă presupune o bună evaluare a disponibilităţii şi fiabilităţii, deoarece mentenanţa, prin aspectul preventiv, presupune menţinerea echipamentelor la un nivel cerut de fiabilitate şi disponibilitate, prin caracterul corectiv presupune refacerea lor în caz de avarie şi, mai modern, prin caracterul predictiv, prevenirea avariilor. In toate aceste cazuri, decizia nu poate fi luată decât pe baza analizelor de fiabilitate şi disponibilitate. În caz contrar se ajunge ca reparaţiile să devină singura cale de a se asigura disponibilitatea dorită, dar cu cheltuieli extrem de mari, uneori nejustificabile.

Articolele discutate în cadrul mesei rotunde abordează majoritatea problemelor importante ale acestui domeniu, dominând, cum era şi firesc, problemele de modelare şi evaluare probabilistă.

Din literatura de specialitate se constată un avans remarcabil al abordărilor matematice şi informatice, generându-se modele şi programe de calcul tot mai sofisticate. Acestea sunt tot mai dificil de utilizat de către tehnologi şi în multe cazuri compatibilitatea lor cu realitatea este redusă, deoarece informaţiile tehnologice nu au fost în mod corespunzător utilizate. Trebuie ameliorată organizarea acestora şi mai ales transferarea lor de la specialişti la analiştii de fiabilitate.

În România, preocupările din acest domeniu au o tradiţie veche şi se poate vorbi chiar de o şcoală proprie, atât din punctul de vedere al abordărilor matematice, cât şi al celor tehnologice cu conţinut energetic. Valorificarea şi dezvoltarea acestor cunoştinţe, la concurenţă cu cercetările de acest fel din întreaga lume, nu se poate face decât prin realizarea de echipe de cercetare corespunzător dotate şi implicate în cercetarea reală, coordonate la nivel naţional. Nu este de respins ideea de realizare a unui organism naţional, guvernamental sau neguvernamental, care să preia corelarea şi susţinerea acestei competenţe şi care să asigure legătura cu organismele similare din alte ţări sau cu cele internaţionale.

prof. dr. ing. Dumitru Cezar Ionescu
moderator

UNELE CONSIDERAŢII PRIVIND NOŢIUNEA DE RISC ŞI MANAGEMENTUL ACESTUIA ÎN INSTALAŢIILE ENERGETICE

ing.MANFRED STEIN, ing. CHRISTIANA BĂRBULESCU, ing. DAN ANASTASIU*,
prof. dr. ing. DUMITRU CEZAR IONESCU**, ing. PAUL ILIESCU - SALIGNY***,
ing. VASILE IORDACHE****

Lucrarea prezintă consideraţii şi puncte de vedere privind unele aspecte generale şi specifice ale managementului riscului şi ale interpretării şi utilizării acestei noţiuni în energetică.

Se analizează unele posibilităţi de evaluare a fenomenelor nedorite,inclusiv periculoase, care se pot produce ca efect al unor defectări în instalaţiile energetice, având în vedere şi circumstanţele în care au loc aceste evenimente.

The paper presents several consideration and points of view regarding some general as well as specific aspects related to the risk management and use of this concept in the power field.

Some undesirable phenomena assessment possibilities are analyzed, including the dangerous phenomena that can lead to the failure of power installations taking into consideration too the circumstances under which the events take place.

Descriptori: instalaţii energetice, risc, managementul riscului

Introducere

În ultimul timp noţiunile de "risc" şi de "management al riscului" sunt tot mai frecvent vehiculate în medii şi în domenii tot mai extinse.

Semnificaţiile atribuite noţiunii de **risc** sunt extrem de diverse, de la cea atribuită în cazul jocurilor de noroc la semnificaţiile utilizate în domeniul tehnicii sau în domeniul fenomenelor naturale majore (CNE, industrie chimică, cutremure, inundaţii etc.).

Din lexicoane ar rezulta că, cel mai frecvent, noţiunea de "risc" este asociată noţiunii de "pericol", în vorbirea curentă utilizându-se frecvent una în locul celeilalte, ceea ce nu este întru totul corect, fiindcă, de fapt, riscul este tocmai o măsură a nivelurilor în care se produce expunerea la pericol.

Mai simplă este definirea verbului "a risca", care reprezintă o acţiune de expunere la un pericol sau, la modul general, la o influenţă determinată de un eveniment nedorit.

În momentul de faţă riscurile la care sunt expuse persoane, colectivităţi, sau mediul ambiant, sunt în permanentă creştere, unele dintre evenimentele care determină asemenea riscuri fiind tot mai frecvente şi acţionând asupra unor spaţii tot mai extinse.

Din aceste motive se impune o clarificare a acestei noţiuni, pentru a nu se produce interpretări diferite, sau tragerea unor concluzii greşite.

Definirea corectă a noţiunii de "risc" şi atribuirea unei semnificaţii precise este importantă nu numai în cazul în care riscul se referă la evenimente de natură deosebită (cu consecinţe

* Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE, Bucureşti

** Facultatea de Energetică - Universitatea "Politehnica", Bucureşti

*** Grupul de Producere a Energiei Electrice şi Termice - GPEET, Bucureşti

**** Grupul de Transport şi Distribuţie a Energiei GTDE, Bucureşti

potenţial foarte grave), ci şi la evenimente curente în funcţionarea şi exploatarea unor instalaţii de diferite tipuri.

Ca şi alte domenii, şi industria energetică şi sistemele energetice beneficiază de precizări privitoare la noţiunea de risc, deoarece apariţia unor disfuncţiuni în acestă industrie determină perturbaţii, chiar dacă nu dintre cele mai grave, dacă acestea nu depăşesc o anumită durată "critică". Principala cauză care face dificilă evitarea consecinţelor o constituie particularitatea pe care o prezintă energia electrică, aceea a imposibilităţii practice de stocare. De aceea, noţiunea de "risc" în energetică este la fel de importantă ca şi alţi indicatori probabilişti care caracterizează funcţionarea instalaţiilor energetice (disponibilitate, fiabilitate, mentenabilitate etc.).

Lucrarea urmăreşte printre altele şi definirea semnificaţiilor atribuite noţiunii de "risc" în general, cu unele referiri specifice domeniului energetic.

1. Riscuri şi consecinţe

Pentru a se putea utiliza noţiunea "risc" cu rigoarea cerută de domeniile tehnice, deci pentru a se putea evalua sau norma performanţele de siguranţă ale unor instalaţii sau ale unor influenţe asupra mediului, este necesară *cuantificarea* riscului. Acestui scop îi pot servi doi indicatori probabilişti principali, şi anume:

a - probabilitatea de producere (apariţie) a evenimentului nedorit;

b - frecvenţa de producere (apariţie) a evenimentului nedorit.

În vederea întocmirii unui algoritm de evaluare a riscurilor trebuie să se ia în considerare faptul că noţiunea de "risc" poate să conţină două componente:

- risc "intrinsec" sau "iniţial" (sau "iniţiator");
- risc "asociat" (sau "conjunctural").

Acest algoritm este schematizat în figura 1.

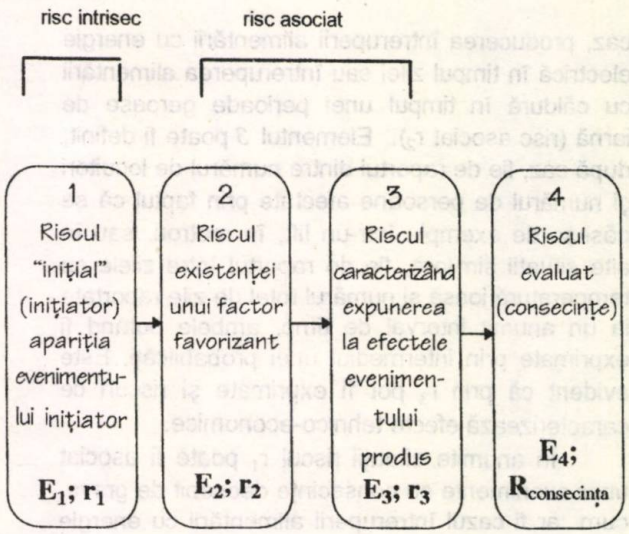


Fig. 1

Elementul *1* reprezintă riscul (r_1) de producere a unui eveniment (defecţiune, avarie locală sau extinsă, emanaţii excesive de noxe etc.), care poate produce efecte negative asupra persoanelor, mediului, de natură socio-economică etc.

Aceste efecte pot fi condiţionate sau nu, de existenţa sau de apariţia concomitentă a unor factori suplimentari (de exemplu: vânt care bate spre o anumită direcţie). În cazul în care un asemenea eveniment suplimentar nu condiţionează efectele evenimentului iniţiator *1*, riscul r_2 va fi considerat egal cu 1.

Aceleaşi consideraţii sunt valabile şi pentru elementul *3* din schemă, în sensul că un anumit eveniment care se produce cu riscul r_1 , corectat cu riscul asociat r_2 , poate să determine efecte diferite caracterizate prin r_3, determinat de nivelul de expunere a subiectului (subiecţilor) la acţiunea evenimentului analizat (exemplu: perioada din zi sau anotimpul în care se produc evenimentele E_1, de faptul că o colectivitate este surprinsă dormind, la lucru sau în pauză, sau nu poate fi evacuată într-un interval de timp dat, dimensiunea colectivităţii expuse etc.). Dacă efectele nu sunt influenţate de aceşti factori şi acest risc r_3 va fi considerat egal cu 1.

În sfârşit, elementul *4* evaluează consecinţele producerii evenimentelor *1, 2, 3*. În acest context, noţiunea de "risc" trebuie utilizată numai cu definirea precisă a sensului său, de exemplu: "riscul de afectare a oamenilor", "riscul de întrerupere a alimentării unor consumatori însumând o putere mai mare decât P (MW)".

În domeniul energetic, lăsând la o parte cazurile cunoscute ale centralelor nucleare-electrice, un exemplu în sensul celor arătate îl poate constitui alimentarea cu energie a unui mare oraş (fie sub formă de energie electrică, fie sub formă de căldură).

Evenimentul "iniţiator" poate fi întreruperea alimentării cu energie electrică sau cu căldură (risc intrinsec r_1). Evenimentul favorizant poate fi, după

caz, producerea întreruperii alimentării cu energie electrică în timpul zilei sau întreruperea alimentării cu căldură în timpul unei perioade geroase de iarnă (risc asociat r_2). Elementul *3* poate fi definit, după caz, fie de raportul dintre numărul de locuitori şi numărul de persoane afectate prin faptul că se găsesc de exemplu într-un lift, în metrou, sau în alte situaţii similare, fie de raportul între zilele cu temperatură joasă şi numărul total de zile raportate la un anumit interval de timp, ambele putând fi exprimate prin intermediul unei probabilităţi. Este evident că prin r_3 pot fi exprimate şi riscuri ce caracterizează efecte tehnico-economice.

În anumite situaţii riscul r_1 poate fi asociat unor evenimente cu consecinţe deosebit de grave, cum ar fi cazul întreruperii alimentării cu energie electrică a unor instalaţii chimice, caz în care se pot produce degajări de noxe foarte periculoase. În acest ultim caz riscul afectat evenimentului *3* poate fi "vânt spre un centru urban", iar riscul r_4 să fie o măsură ca din cele "N" persoane care locuiesc în centrul respectiv să fie afectate mai mult de "n" persoane în cazul în care noxele respective ajung în localitatea afectată.

Astfel, dacă riscul de apariţie a unor consecinţe, $R_{consecinţe}$, este exprimat sub formă de probabilitate, atunci:

$$R_{consecinţe} = r_1 \cdot r_2 \cdot r_3 \qquad (1)$$

Din cele arătate mai sus rezultă că utilizarea noţiunii de risc trebuie însoţită totdeauna de o exprimare precisă a evenimentului la care se referă riscul respectiv.

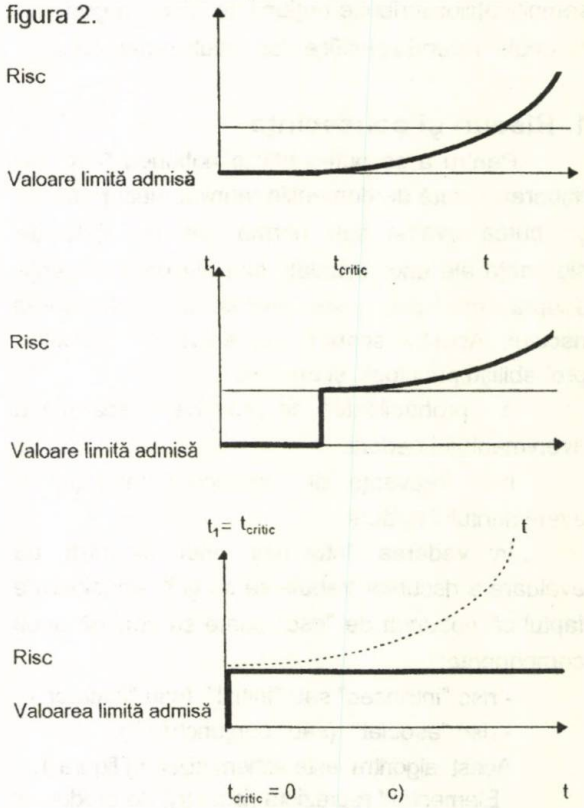
Astfel, de exemplu, proiectantul unor instalaţii tehnologice într-un amplasament dat va fi interesat în primul rând de riscul "r_1", dat fiind că *într-un anumit amplasament şi condiţii date* valorile r_2 şi r_3 sunt mai greu de modificat prin soluţiile adoptate, ceea ce interesează fiind alegerea unei soluţii *tehnologice* acceptabile din punctul de vedere considerat.

Totodată, din relaţia (1) rezultă că, pe când r_1 şi r_2 pot fi influenţate fie prin concepţia instalaţiei care prezintă sursa de pericol sau respectiv prin amplasarea judicioasă a instalaţiei sursă în raport cu zona locuită, riscul r_3 poate fi influenţat prin prevederea unor acţiuni corespunzătoare. Această influenţare a riscului r_3 poate fi realizată dacă se au în vedere următoarele posibilităţi (raportate la exemplificările prezentate înainte):

- prevederea de surse de energie de intervenţie locale (cu pornire rapidă);
- prevederea insularizării unor centrale locale pe consum local în caz de avarie în reţeaua de alimentare externă;
- asigurarea restabilirii funcţionării agentului termic (în al doilea caz exemplificat mai sus) într-un interval de timp "$t_{întrerupere}$" mai mic decât un timp "t_i" în care se produce o răcire pronunţată (inerţială);
- asigurarea avertizării asupra pericolului imediat ce evenimentul iniţiator s-a produs (în cazul unor degajări de noxe la întreprinderi consumatoare);
- asigurarea condiţiilor de evacuare a persoanelor din centrul urban expus noxelor;
- asigurarea unor măsuri specifice de protecţie.

Pentru aceleaşi valori ale riscului "intrinsec" (fig.1), consecinţele pot fi foarte diferite în *funcţie de evoluţia în timp* a evenimentelor "iniţiatoare".

Aceste evoluţii pot fi foarte diferite, unele dintre cele mai reprezentative fiind cele din figura 2.



t_1 - durata de la apariţia evenimentului iniţiator şi până la începerea manifestărilor nedorite;

t_{critic} - durata după care valoarea riscului depăşeşte valoarea limită admisă.

Fig. 2

Pentru a se putea deci utiliza noţiunea de "risc" în vederea luării unor decizii, trebuie să se aibă în vedere că:

- *riscul* trebuie cuantificat, fie printr-o probabilitate, fie printr-o frecvenţă, fie prin amândoi indicatorii;

- *consecinţele* apar cel mult cu aceeaşi probabilitate sau frecvenţă ca şi riscul. Deci se poate spune: "consecinţele **X** se produc cu probabilitatea (respectiv frecvenţa) **Y**".

2. Managementul riscului în energetică

În general, prin managementul riscului în energetică trebuie să se urmărească cu prioritate trei obiective, şi anume [1]:

- asigurarea unor sisteme acceptabile pentru exploatare;

- asigurarea unor sisteme acceptabile pentru consumatori;

- asigurarea unor sisteme acceptabile pentru mediul înconjurător.

Se desprinde deci faptul că în energetică, managementul riscului poate constitui o componentă importantă în cadrul sistemului managerial general al sistemelor şi instalaţiilor.

Până în prezent, se constată că noţiunea de risc atât la nivelul Sistemului Energetic Naţional propriu-zis, cât şi la cel al instalaţiilor componente a fost vehiculată şi utilizată în special în două domenii principale, şi anume:

- în domeniul dimensionării puterii de rezervă în sistem prin luarea în considerare a unui indicator de risc cum este, de exemplu, LOLP (Loss Of Load Probability) [3,5];

- în domeniul alimentării cu energie electrică a consumatorilor unde, cu anumite niveluri de risc, se urmăreşte garantarea unor valori ale indicatorilor de continuitate în alimentare.

De altfel, cu excepţia anumitor cazuri specifice, cum ar fi, de exemplu, cel al riscului de afectare de persoane (electrocutări, arsuri etc.), precum şi cu excepţia CNE, managementul riscului are ca scop fie asistarea luării unor decizii de natură economică, fie demonstrarea încadrării unor anumite tipuri de instalaţii în valori ale indicatorilor considerate admisibile sau acceptate. Dacă însă se au în vedere şi repercusiunile calităţii alimentării asupra unor consumatori industriali sau a unor centre urbane importante sau ale emanaţiilor din centralele termoelectrice, atunci considerarea riscului unor întreruperi sau al unor defecţiuni poate să capete o importanţă considerabilă ţinând seama de consecinţele potenţial foarte grave ale unor întreruperi în alimentare.

În consecinţă, managementul riscului în instalaţiile energetice (exclusiv CNE) prezintă trei componente principale:

a) *managementul riscului referitor la condiţiile de alimentare* a consumatorilor (unele domenii parţial abordate);

b) *managementul riscului în funcţionarea instalaţiilor proprii;*

c) *managementul riscului de afectare a mediului.*

Până în prezent, managementul riscului nu se manifestă încă suficient în activităţile de dimensionare şi exploatare a instalaţiilor în care condiţiile impuse se găsesc în general sub incidenţa unor criterii strict deterministe [2].

Verificarea acestor criterii sub aspect probabilistic (deci al riscului pe care îl reflectă) se face numai sporadic, în unele studii specifice şi în domenii foarte înguste (nu se are în vedere cunoaşterea şi utilizarea valorilor de risc asociate, de exemplu, criteriul determinist de dimensionare "**n-1**", care, prezentat sub aspect probabilistic oferă riscuri de depăşire uneori foarte diferite în funcţie de configuraţia sistemului într-un anumit sector dat, sau cazul surselor de intervenţie din centrale şi staţii, sau stabilirii intervalelor între diferite acţiuni de mentenanţă preventivă) [7].

Se impune, deci, în condiţiile introducerii unui management al riscului, o extindere a domeniilor în care deciziile se iau în condiţiile cunoaşterii valorilor unor riscuri care caracterizează apariţia diferitelor evenimente nedorite, în sfera cărora urmează a fi luate deciziile.

Dacă cuantificarea nivelului de risc se face cu ajutorul unei probabilităţi, trebuie avut în vedere că aceste probabilităţi pot avea semnificaţii diferite şi că aceste semnificaţii sunt de mare importanţă pentru luarea unor decizii referitoare la diferitele instalaţii care reprezintă surse potenţiale de risc.

În principiu, se deosebesc două tipuri de probabilităţi, şi anume:

- probabilitatea de succes "p", respectiv de insucces (defectare) :

$$q = 1 - p ;$$

- probabilitatea de funcţionare fără defect pe o durată $[0,t]$:

$$R(t) = \exp - \int \lambda_{(t)}\, dt,$$

respectiv complementara $Q(t) = 1 - \exp - \int \lambda_{(t)}\, dt$.

Prima dintre aceste două probabilităţi, "q" are semnificaţia faptului că un anumit eveniment nedorit se produce la un moment dat (oarecare); înmulţită cu un timp de referinţă (de calcul) "T", indică **durata cumulată** de-a lungul căreia

evenimentul se produce în intervalul [0, T], fără a oferi însă informaţii asupra **numărului** de evenimente care se produc şi asupra **duratei** fiecăruia dintre aceste evenimente.

Dacă se poate admite distribuţia exponenţială pentru duratele de funcţionare fără defect şi pentru duratele de reparaţii, atunci relaţiile de calcul pentru această probabilitate sunt:

$$q = \lambda / (\lambda+\mu) - \lambda / (\lambda+\mu) \cdot \exp-(\lambda+\mu)t,$$

care pentru valori neglijabile ale celui de al doilea termen din dreapta ecuaţiei, devine :

$$q = 1 / (\lambda+\mu)$$

Durata cumulată pe care se produc evenimentele nedorite în intervalul [0, T] va fi deci:

$$T_E = q \cdot T$$

Probabilitatea de funcţionare fără defect R(T) pe intervalul [0, T] cuantifică faptul că în acest interval nu se produce *nici măcar o singură dată evenimentul nedorit,* iar complementara acestei probabilităţi reprezintă riscul ca în intervalul [0,T] să se producă aceste evenimente.

Se observă, deci, că această a doua probalilitate, cuantifică mult mai "sever" condiţiile, şi reflectă mai bine pericolul de apariţie a unui eveniment nedorit sau chiar catastrofal, dacă însuşi faptul că apariţia acestui eveniment determină starea de pericol.

Se observă că prima variantă de probabilitate este adecvată în principiu modelării unor evenimente cu efect cumulativ în producerea unei stări de pericol cum sunt, de exemplu:

- în cazul centralelor electrice, efectul creşterii noxelor eliminate în atmosferă datorită defectării filtrelor de gaze arse sau reducerii rezervelor de combustibil sub o limită periculoasă din cauza unor situaţii specifice : întreruperi în extragerea combustibilului, intemperii cu afectarea transportului, situaţii conjuncturale diverse etc., care prezintă o durată medie probabilă într-un anumit interval de timp;

- în cazul alimentării unor consumatori, un asemenea indicator de risc este adecvat, de exemplu, la alimentarea cu energie electrică a unei instalaţii de irigaţii, deşi pe lângă durata cumulată în unele cazuri trebuie evaluată şi frecvenţa, în vederea stabilirii duratei medii a unei întreruperi în alimentare.

A doua variantă de indicatori este tipică în cazul când anumite instalaţii sau subsisteme sunt destinate să funcţioneze fără întrerupere pe o durată oarecare [0,T], denumită de regulă "durata unei misiuni" (de exemplu cazul instalaţiilor de intervenţie rapidă şi siguranţă sau în cazul aprecierii riscului de funcţionare fără defect a unor anumite subsisteme între două acţiuni de mentenanţă efectuate la durate "Θ").

În ceea ce priveşte frecvenţa ca indicator de risc aceasta este utilă, după cum s-a arătat, atât în cazul a), cât şi în cazul b), pentru care la valori $\lambda T << 1$:

$$f = \lambda \approx [1 - R(T)] \cdot 1/T$$

Deosebit de important în cadrul instalaţiilor şi sistemelor energetice este, de asemenea, managementul riscului aplicat la instalaţiile de protecţie şi de automatizare, în special la cele de sistem, având în vedere funcţia fundamentală pe care o îndeplinesc aceste instalaţii în realizarea securităţii în funcţionare, în cazul depăşirii condiţiilor de avarii "de dimensionare" [8,9].

Un alt domeniu important în managementul riscului instalaţiilor energetice îl constituie protecţia contra accidentelor, atât a personalului de exploatare, cât şi a populaţiei. Deşi în acest domeniu s-au făcut unii paşi, în special în cazul reţelelor de MT, investigaţii bazate pe calculul probabilistic pot şi trebuie extinse şi în alte direcţii.

Concluzii

Prezenta lucrare şi-a propus o foarte scurtă trecere în revistă a unor aspecte legate de risc şi managementul acestuia în instalaţii energetice clasice, cât şi - având în vedere relativa noutate a abordării unor astfel de preocupări - evidenţierea unora dintre noţiunile şi conceptele care se consideră că sunt caracteristice în aceste activităţi. Având în vedere domeniul larg de acţiune al managementului riscului în energetică, s-a urmărit sensibilizarea specialiştilor în sensul creşterii preocupărilor pe direcţii specifice, cu menţiunea că în ISPE, în cadrul Colectivului de Fiabilitate, au fost deja elaborate lucrări cu considerarea aspectelor privitoare la riscul în funcţionarea obiectivelor energetice sau/şi a subsistemelor [3,6,9].

Un domeniu prioritar al managementului riscului în instalaţiile energetice este cel al asistării proceselor decizionale în privinţa strategiei şi tacticii exploatării şi mentenanţei instalaţiilor, atât a celor de producere, cât şi a celor de transport şi de distribuţie a energiei electrice, prin cuantificarea nivelurilor de risc asociate deciziilor, atât în privinţa structurii schemelor tehnologice, cât şi în privinţa duratelor de funcţionare în structuri diferite de cele normale.

BIBLIOGRAFIE

[1] Dubliez,P., *Bennaceur, D. La gestion des risques industriells* . Etat de l'art - EDF, 1993, publ. 93NB00164

[2] Bourgade, E., Le, P. *Traduction d'exigences deterministes de sureté de fonctionnement en exigences probabilistes* . EDF , 1993, publ.93NJ00041.

[3] * * * PE 013/1994 - *Normativ privind metodele şi elementele de calcul al siguranţei în funcţionare a instalaţiilor energetice* . ICEMENERG, Bucureşti, 1994.

[4] Manolescu, G., Stein, M., Vâlcereanu, Gh. *Asupra unor criterii de risc privind alegerea configuraţiei reţelelor de transport zonale.* În: Energetica, nr.3/1976.

[5] Armencoiu, N., Stein, M., Vâlcereanu, Gh. *Contribuţii la perfecţionarea criteriilor de dimensionare a rezervei de putere pentru avarii în sistemele electroenergetice. În: Energetica, nr.7-8/1983.*

[6] Stein, M., Bărbulescu, Ch., Vâlcereanu, A., Magharian, S. *Maitenance preventive et predictive - une priorite et une voie importante d'accroissement de l'efficience du fonctionement des installations energetique.* National Energy Conference, Neptun 1994.

[7] Stein, M., Bărbulescu,C., Ionescu, C., Ulmeanu, P. *Unele aspecte privind utilizarea posibilităţiilor oferite de metodele de probabilitate în activitatea de exploatare şi întreţinere a obiectivelor energetice.* In: Al XII-lea Simpozion de "Siguranţă în funcţionarea instalaţiilor energetice" Cluj, 1993.

[8] Stein, M., Ulmeanu, P. *Unele consideraţii privind fiabilitatea sistemelor tolerante la defectări.* În: Buletinul ISPE nr. 4, 1994.

[9] Stein, M., Anastasiu, D. *Posibilităţi de evaluare operativă a fiabilităţii sistemelor tehnice cu configuraţie variabilă.* In volumul "Simpozionul Naţional de Reţele Electrice", Suceava, 1994.

Referent: ing. Vladimir-Traian Constantinescu - Grupul de Dezvoltare - Retehnologizare RENEL,

(Primit la 4 martie 1996, acceptat la 6 iunie 1996)

Manifestări tehnico - ştiinţifice

CONGRESUL VGB 1996, BUDAPESTA 17 - 19 SEPTEMBRIE, 1996

În acest an, Congresul VGB (Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber, în traducere Asociaţia Utilizatorilor de Cazane), devenit o tradiţie ştiinţifică în lumea energeticienilor, se organizează la Budapesta, în scopul vădit de a atrage participanţi din cele două sfere de dezvoltare ale Europei: vestul şi fostul bloc comunist, fiecare abordând problematici specifice, variate şi deosebit de interesante. Astfel, se semnalează că din totalul de lucrări 13 % provin din ţările estice, dintre care alături de gazde (lucrările P1, B3), se remarcă lucrările efectuate în colaborare est-vest cu privire la reorientarea, şansele şi posibilităţile de lărgire ale cooperării, în interesul atât al investitorilor vestici, cât şi al beneficiarilor estici (lucrările P2, P3, P4, P5, A5).

Tematica de bază a congresului (41 % din lucrări) abordează - după cum este firesc pentru acest sfârşit de secol industrial - domeniul de maximă actualitate al ecologiei, protecţiei aerului, solului, apelor prin soluţii constructive ingenioase, dezvoltarea ciclurilor mixte având baza pe combustibilul solid, utilizarea unor resurse energetice neconvenţionale, cum ar fi biomasa, alături de cărbune în focare cu ardere în strat fluidizat circulant (lucrarea A9) sau energie eoliană (A10). Nu în ultimul rând se vor prezenta ciclurile de lucrări privind retehnologizarea (lucrările A3, C1, B2) şi experienţa acumulată în urma aplicării unor soluţii primare sau secundare de prevenire, respectiv curăţire a gazelor emise de instalaţii de ardere staţionare, precum şi valorificarea superioară a căldurii sensibile din gazele de ardere (lucrările B3, B5, B6, B7, B8, B9, B10).

Tot mai mult aspectele de ecologie se transformă în probleme de coeficienţă şi marketing energetic. Această tendinţă generală se reflectă şi în cele 12 lucrări incluse în program ce prezintă repere diversificate legate de posibilitatea proiectării şi predării "la cheie" a unor centrale de forţă, avantajele aplicării metodei de control Fuzzi sau de supraveghere şi diagosticare computerizată a funcţionării automate a instalaţiilor de bază dintr-o centrală termoelectrică (lucrările A2, P6, P7, C7, C8, C9, C10).

Rolul factorului uman şi importanţa protecţiei muncii în centralele termice (lucrările C3, C4, C6), precum şi asupra unor aspecte concrete legate de noi generaţii de turbine cu abur (lucrarea A1) şi protejarea materialelor în timpul funcţionării cazanelor de abur, respectiv minimizarea pericolului de iradiere al centralelor nuclearoelectrice (lucrările B1 şi C2) sunt de asemenea regăsite în cuprinsul informaţional al congresului .

Având în vedere varietatea impresionantă şi calitatea informaţiei aduse în discuţie cu ocazia congresului VGB de la Budapesta din 17 - 19 septembrie 1996, ne exprimăm încrederea că cei interesaţi nu vor întârzia să ia contact cu organizatorii (VGB, Essen, Klinkestrasse 27 - 31, D-45136) sau se vor informa parcurgând volumul de lucrări editat cu ocazia conferinţei.

Prin bună voinţa organizatorilor un astfel de volum va fi primit de redacţia noastră şi va sta la dispoziţia cititorilor.

conf. dr. ing. IOANA IONEL
Universitatea "Politehnica" Timişoara

ANALIZA AUTOMATĂ A SIGURANŢEI ÎN FUNCŢIONARE A REŢELELOR ELECTRICE

ing. HERMINA ALBERT*, ing. DAN PREOŢESCU*

Introducerea mecanismelor economiei de piaţă în economia românească a dus în domeniul energetic la o serie de modificări, atât în ceea ce priveşte latura tehnică,cât şi în relaţia furnizor - consumator.

În lucrarea de faţă este prezentată o metodă de analiză automată a reţelelor electrice aferente S.E.N. Metoda a fost elaborată în vederea determinării indicatorilor de fiabilitate ai reţelelor electrice cu gradul de precizie impus de introducerea acestora drept clauze ale contractului de furnizare a energie electrice.

The implementing the market economy with its specific mechanisms in Romania led to a series of changes in the power field both from the technical and supplier-consumer relationship points of view.

The paper presents a computerized analysis method for the NPS (National Power System) networks. The method was drawn up in order to determine the reliability indicators of the electric networks as precisely as possible, being valuable as clauses to be included into the electricity supply contracts.

Descriptori: reţele electrice, siguranţă în funcţionare

Introducere

Introducerea structurilor şi mecanismelor economiei de piaţă liberă în cadrul economiei noastre are ca efect, printre altele, tendinţa de mărire a gradului de utilizare a mijloacelor materiale de care dispun agenţii economici.

În acest context, în domeniul energetic se impune o cunoaştere mai aprofundată şi nuanţată a caracteristicilor sistemului energetic naţional.

Unul dintre elementele semnificative care contribuie la caracterizarea unui anumit sistem electroenergetic este nivelul de continuitate în alimentare, pe care acest sistem îl poate oferi consumatorilor racordaţi la el.

Siguranţa în alimentarea cu energie electrică a unui consumator din SEN este determinată la trei niveluri [1]:

1. Sistemul energetic în ansamblu.
2. Reţea zonală.
3. Reţea de racordare a consumatorului la SEN.

Siguranţa la nivel zonal (nod de sistem) şi la nivel de consumator este direct dependentă de nivelul de siguranţă superior.

În lucrare sunt prezentate principiile de modelare la fiecare dintre nivelurile enunţate, precum şi programele de calcul cu ajutorul cărora se pot efectua analizele fiabilistice.

* Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE Bucureşti

1. Nivelul sistemului energetic în ansamblu

Modelarea se face considerând o bară unică la care sunt racordate toate sursele (caracterizate fiecare prin puterile disponibile, restricţii de funcţionare şi de combustibil, indicatori de siguranţă şi altele) şi consumul total al sistemului (reprezentat prin curbe clasate anuale, sezoniere, lunare).

Metoda de determinare a indicatorilor de siguranţă este cea binomială.

Programele utilizate sunt incluse în pachetele de programe pentru determinarea structurii puterii generate şi a regimului optim de funcţionare (WASP şi ICARUS)[3,4].

Indicatorii calculaţi sunt:

- probabilitatea de asigurare a puterii (probabilitatea de a dispune de o putere mai mare sau cel puţin egală cu puterea cerută);
- energia electrică nelivrată;
- gradul de satisfacere a energiei cerute.
- durata medie de nesatisfacere a puterii cerute (zile/an).

Nivelul de siguranţă al SEN influenţează parametrii de funcţionare (frecvenţa în principal) şi - în condiţii limită - continuitatea în alimentare, consumatorii putând să fie deconectaţi cu anunţare prealabilă sau - în cazuri extreme - prin automatica de sistem (DAS).

În evaluarea indicatorilor de siguranţă furnizorul consideră, de regulă, balanţa generare -

consum echilibrată. Totuşi, prin contract, în majoritatea ţărilor occidentale se prevăd clauze care permit reducerea consumului - ca mărime şi cu anumite condiţii de preavizare - în scopul reglării curbei de sarcină pentru cazurile limită.

2. Nivelul reţelei zonale

Nodurile sistemului energetic îndeplinesc funcţiuni diferite (de generare, de consum, de tranzit). Unele dintre ele, în special la 220 kV şi 400 kV, au funcţiuni multiple.

Siguranţa în funcţionare a nodului este caracterizată de indicatori numerici referitori la funcţia sau fiecare dintre funcţiile acestuia. În mod curent se determină: probabilitatea de realizare a funcţiei - probabilitatea de succes, numărul mediu şi maxim al refuzurilor care se elimină prin reparaţii sau manevre.

Siguranţa în alimentarea unui consumator poate fi descompusă în două componente [1]:

- Siguranţa *asociată* a nodului de legătură cu celelalte noduri ale sistemului, care depinde de: numărul, lungimea şi capacitatea liniilor de legătură cu nodurile vecine; depărtarea electrică şi capacitatea căilor de la sursa de alimentare la nod.
- Siguranţa *intrinsecă*, proprie nodului, care depinde de factorii locali, de schema de conexiune, caracteristicile aparatajului, modul de întreţinere şi exploatare a staţiei.

Siguranţa intrinsecă este o valoare determinată pentru o anumită schemă de conexiuni a nodului, în timp ce valoarea siguranţei asociate poate varia în limite largi, în funcţie de condiţiile de integrare în SEN (de exemplu, schimbarea regimului de funcţionare al centralelor, modificarea configuraţiei reţelei de transport şi repartiţie etc.).

Pentru un consumator racordat într-un nod de sistem, siguranţa acestuia (aociată şi intrinsecă) devine siguranţă asociată, racordul la sistem devenind siguranţa specifică, propriu-zisă, deci siguranţa intrinsecă a racordului.

Determinarea valorilor indicatorilor nodali permite stabilirea condiţiilor de continuitate în furnizarea energiei electrice.

Modelarea se face considerând configuraţia reală a staţiilor şi reţelelor de 400, 220 şi 110 kV (transport sau repartiţie), cu luarea în considerare a schemelor normale de funcţionare (dacă ele sunt impuse pe considerente de siguranţă în funcţionare sau numai de pierderi) sau pentru mai multe variante, dacă aceasta apare necesar. Pe fiecare bară de 220 kV sau 110 kV, la care se poate racorda un consumator este introdus un consumator fictiv, care permite caracterizarea barei din punctul de vedere al continuităţii în alimentare.

Metoda de determinare a indicatorilor este cea a lanţurilor Markov cu timp continuu [2].

Programul utilizat a fost, în perioada în care siguranţa consumatorului era optimizată împreună cu ansamblul SEN, SIRECOM [5], care - ţinând seama de daunele probabile declarate de consumatori - urmărea obţinerea unei economicităţi maxime în funcţionare. Aceasta se obţinea prin optimizarea unei funcţii de eficienţă prin metoda programării liniare.

În prezent, când opţiunea privind siguranţa în alimentarea cu energie electrică revine consumatorului, s-a considerat oportună adoptarea drept criteriu pentru determinarea indicatorilor de siguranţă prezenţa tensiunii în nod.

Autorii, în colaborare cu ing. Voicu M., au dezvoltat programul SIGMARK [6], care prezintă avantajul determinării automate a indicatorilor, pornind de la configuraţia completă şi parametrii de siguranţă aferenţi reţelei analizate, în schemă normală de funcţionare.

Având în vedere importanţa cunoaşterii indicatorilor de siguranţă asociată în nodurile de sistem, precum şi originalitatea modului de abordare a problemei, în cele ce urmează se prezintă caracteristicile programului SIGMARK.

Indicatorii calculaţi sunt:

- probabilitatea de succes (P_S);
- probabilitatea de întrerupere, refuz (P_R);
- număr de întreruperi urmate de reparaţii (N_R);
- număr de întreruperi de manevră (eliminate prin utilizarea rezervei) (N_m);
- număr de întreruperi provocate de extinderea avariilor ca urmare a refuzului întrerupătoarelor (N_i).

Cu aceşti indicatori se obţin valorile medii pe o perioadă de studiu dată (T) a următoarelor mărimi:

- timpul de funcţionare, succes: $T_f = T^*P_S$
- timpul de întrerupere, refuz: $T_R = T^*P_R$
- intensitatea de avariere echivalentă:
  - reparaţii $\lambda_e = N_R/T_f$
  - manevre $\lambda_{em} = N_m/T_f$
- intensitatea de reparare echivalentă $\mu_e = N_R/T_R$

Metodologia de calcul utilizată pentru stabilirea indicatorilor are în vedere:

- descrierea configuraţiei reţelei prin:
  - bare reale şi noduri fictive;
  - legături între bare;
  - rezerve la bare;
  - rezerve la legăturile între bare;

- indicarea nodurilor sursă;

- indicarea parametrilor λ_i şi μ_i pentru elementele sistemului din care se alcătuiesc elemente echivalente (de exemplu, cu bara se înseriază separatoarele de bare, transformatoarele de tensiune).

Se determină - prin modelare în lanţ Markov cu timp continuu - probabilităţile fiecărei stări prin care poate trece sistemul, considerând defecte simple şi duble ale tuturor elementelor componente ale schemei.

Se trece apoi la analiza fiecărui nod în parte, verificându-se dacă, pentru fiecare din stările prin care poate trece sistemul, acesta:

- are tensiune (există cel puţin o cale de la nod la o sursă), deci este stare de succes;

- nu are tensiune decât prin utilizarea unei rezerve la a doua bară, cuplă de transfer, linie normal deschisă, deci este întrerupere de manevră;

- nu are tensiune, deci este întrerupere de durată, refuz.

Faţă de programele de calcul ale indicatorilor de siguranţă utilizate până în prezent în România, noul program introduce ca noutate analiza automată a condiţilor de alimentare cu energie electrică a unui nod, urmărind succesiv toate căile posibile de racordare la surse, cu considerarea rezervelor pasive.

De menţionat că s-a ales drept criteriu prezenţa tensiunii (şi nu capacitatea căilor de alimentare) pentru că opţiunea de deconectare a consumatorilor racordaţi la o aceeaşi cale este o problemă de decizie luată de FRE în funcţie de caracteristicile consumatorilor care urmează a se racorda în diferite noduri, fiecare dintre aceştia putând fi alimentat.

O altă exigenţă pe care autorii au considerat că este absolut necesar să o impună a fost considerarea, pe cât posibil, a sistemului electroenergetic ca un tot unitar, pentru a putea permite manifestarea şi surprinderea în valorile rezultate a interdependenţelor existente în realitate.

Experienţa autorilor în domeniu a arătat ca fiind absolut satisfăcătoare descompunerea şi analiza SEN la nivel de DET (dispecer energetic teritorial).

Pe baza celor menţionate mai sus, autorii au elaborat un program de calcul capabil să răspundă necesităţilor din punct de vedere tehnic (precizie de calcul, nivel de aproximaţie), precum şi dimensiunilor reţelei prelucrate (număr de noduri şi laturi nelimitat).

Programul SIGMARK utilizează ca metodă de calcul metoda lanţurilor Markov cu timp continuu. Pentru introducerea datelor a fost utilizată o tehnică de modelare a reţelei, care caută să păstreze similitudinea dintre modelul fiabilistic şi reţeaua reală, cu evidenţierea elementelor şi a căilor de rezervă.

În cadrul acestei tehnici elementele care provoacă pierderea barei la defectarea lor (de exemplu, separatoare de bare) sunt cuprinse în elementul echivalent " nod ". Elementele care prin avarierea lor provoacă căderea liniilor electrice (întrerupător, separator de linie) se introduc în elementuul echivalent linie. Menţionăm că acest mod de modelare are şi avantajul unei rapide detecţii a erorilor.

Pornind de la schema echivalentă, programul determină toate combinaţiile de elemente care pot apărea în realitate, eliminând, pe baza unei analize care ţine seama de dependenţele reale între elementele schemei, acele stări care nu au posibilitatea să apară. În acest fel se realizează o generare de stări reale. Programul realizează generarea unei stări şi apoi o clasifică în cele trei categorii enunţate (succes, manevră, insucces) pentru fiecare bară în parte.

Calculele efectuate pentru instalaţiile aferente SEN (la nivel de DET) au permis analiza tuturor nodurilor de 110 kV din sistem. Această analiză a evidenţiat categorii de noduri care pot fi grupate cu un grad satisfăcător de credibilitate, după criteriul continuităţii în alimentare.

3. Nivelul reţelei de racordare a consumatorului

La nivelul reţea de racordare a consumatorului modelarea se face pornind de la nodul (nodurile) de sistem la care se racordează instalaţia (caracterizat prin parametrii de la punctul 2) până la punctul de delimitare a instalaţiilor, pentru una sau mai multe căi în paralel. Fiecare cale este reprezentată de totalitatea elementelor în serie pe calea respectivă.

Metoda de determinare a indicatorilor este lanţ Markov cu timp continuu.

Programul SIGMARK permite şi includerea acestui nivel de reţea.

Se poate, de asemenea, utiliza orice program de compunere în serie şi paralel (de exemplu SIRECOM, SAFETY, SIGRIND şi altele) sau se poate efectua calculul cu o maşină de birou.

Indicatorii calculaţi sunt:

- numărul mediu de întreruperi de durată şi de manevră;

- durata medie a unei întreruperi (sau timpul

total de întrerupere pe an);

- alţi indicatori ceruţi de consumator, cuprinşi în PE 013.

Evident, pentru cazul unei singure căi de alimentare, indicatorii de siguranţă în punctul de delimitare sunt inferiori celor de siguranţă asociată în nodul de sistem (sau practic egali).

Concluzii

În vederea determinării indicatorilor de siguranţă la punctul de delimitare a instalaţiilor dintre furnizorul de energie electrică şi consumator este necesară cunoaşterea valorii siguranţei asociate din nodul SEN la care acesta este racordat.

Programul SIGMARK permite determinarea automată a indicatorilor de siguranţă asociată, având drept criteriu prezenţa tensiunii, pornind de la configuraţia reţelei şi regimul ei de funcţionare. Prin includerea nivelului reţea de racordare se pot determina şi indicatorii în punctul de delimitare a instalaţiilor.

Limitele largi de variaţie a indicatorilor de siguranţă asociată la 110 kV în funcţie de configuraţia reţelelor şi depărtarea de sursă, justifică necesitatea determinării acestora în toate cazurile.

BIBLIOGRAFIE

[1] Albert H. *Aspects concerning the reliability of the system nodes.* In: Buletin ISPE 1-2/1978, pag. 45-51

[2] XXX PE 013/94 *Normativ privind metodele şi elementele de calcul al siguranţei în funcţionare a instalaţiilor energetice* RENEL - ICEMENERG, Bucureşti, 1994

[3] XXX *Wien Automatic System Planning Package (WASP),* User's manual for the WASP in Version Vienna 1980, International Atomic Energy Agency

[4] Buehering, W.A., Hamilton, B.P., Guziel, K.A. Cirillo, R. ENPPEP - *An integrated approach for modelling Energy System,* IAEA -TECDOC, 1991.

[5] Nitu, V.I, Albert, H ş.a. *Power system reliability indicators. The method, algorithm and programme.* PSCC Grenoble 1972, Paper 1.2/4

[6] Albert, H., Preoţescu, D. *Siguranţa asociată nodurilor de sistem - factor esenţial în determinarea condiţiilor de furnizare a energiei electrice.* In: Buletin ISPE, nr.1 ian.-mar. 1995.

Referent: prof. dr. ing. Valeriu Binig - Catedra de Electronică, Universitatea "Politehnica", Bucureşti

(Primit la 1 martie 1996, acceptat la 3 iunie 1996)

Din energetica mondială

Preţul de cost al energiei nucleare în SUA

În această ţară, în care industria nucleară (cu 107 unităţi, este cea mai dezvoltată, pe plan mondial se urmăreşte reducerea preţului de cost al energiei electrice produse în centralele nucleare.

Segmentele asupra cărora se acţionează sunt exploatarea şi întreţinerea, care reprezintă cheltuielile cele mai mari. Ele au crescut ca urmare a noilor reglementări care au fost stabilite în urma accidentului de la CNE Three Mile Island din 1979.

Costurile de producere, inclusiv cele de capital, ale centralelor nuclearoelectrice au întrecut în deceniul anilor '80 pe acelea ale centralelor cu cărbuni, deşi preţul combustibilului nuclear a scăzut la nivel record.

În 1992, costul producţiei medii al energiei electrice produsă în centralele nucleare în SUA a fost de 2,16 cents/kWh, cu 1 % peste media anului 1990, de 2,15 cents (Costul estimat al energiei electrice care va fi livrată din unitatea 1 a CNE Cernavodă este de 3,4 cents kWh, după revista ACADEMICA Nr.5/1995, p.21).

Stadiul reactorului Sizewll

Acest reactor, prin care în Anglia se va începe adoptarea filierei PWR, este în stadiul testărilor zonale.

Construcţia anvelopei şi sistemul primar de răcire au fost supuse la trei teste principale, şi anume: de suprapresiune a construcţiei, de etanşeitate generală şi de control al circuitului hidraulic primar.

În primul test, construcţia anvelopei, înaltă de 66 m, a fost umplută la o presiune de 0,4 MPa, adică la aproximativ 115 % din presiunea maximă de proiectare cerută să reziste în caz de accident.

În al doilea test, anvelopa a fost supusă unei presiuni de 0,3 MPa timp de 32 ore, înregistrându-se o pierdere de numai 0,0189 %, cu mult mai puţin decât cea admisă.

Organizarea nucleară statală a Angliei în curs de privatizare

The United Kingdom Atomic Energy Authority AEA este pe cale de a se reorganiza în trei subdiviziuni: o diviziune comercială, o diviziune de management, responsabilă cu dezvoltarea instalaţiilor care nu mai sunt în funcţiune şi cu depozitarea deşeurilor rezultate, operaţii care privesc statul, şi o divizie de servicii.

Dintre aceste trei divizii cea dintâi este susceptibilă de a fi privatizată.

Ing. PAUL CARTIANU

ANALIZA PROBABILISTICĂ A DEPENDENŢEI FIABILITATE - CONSUM PROPRIU TEHNOLOGIC IN CAZUL REŢELELOR DE DISTRIBUŢIE A ENERGIEI ELECTRICE

conf. dr. ing. FLORIN MUNTEANU, prof. dr. ing. DUMITRU IVAS*, ing. DUMITRU COCA**

Lucrarea se referă la problematica mult discutatului consum propriu tehnologic (CPT) în reţelele de distribuţie a energiei electrice. Contribuţia autorilor constă în evaluarea CPT în condiţiile în care fiabilitatea, influenţând structura reţelei care capătă caracter aleatoriu dependent de parametrii primari de fiabilitate, alături de sistemul variabil de sarcini determină regimurile de funcţionare şi, deci, pierderile. Este prezentat şi un studiu de caz, pe o reţea reală.

The losses in the distribution power networks is a very tackled subject for the specialists. A new manner in evaluating these losses, including the network reliability is presented. Tacking into account the reliability means to assume the network structure as a random variable influencing the power losses. A study case using a real network and some researching results are also presented.

Descriptori: reţea de distribuţie, fiabilitate, consum propriu tehnologic

Introducere

Foarte mult discutat, interpretat şi calculat din diverse motive, unele subiective, consumul propriu tehnologic (CPT) este o mărime destul de dificil de determinat exact pentru un contur dat, rămânând, în acelaşi timp, un indicator important de apreciere a eficienţei exploatării unei reţele.

Este evident că, dacă s-ar cunoaşte precis graficul încărcării tuturor elementelor componente ale unei reţele (generatoare, linii, transformatoare, bobine de reactanţă etc.) pe un interval oarecare de timp, CPT ar putea fi determinat, prin calcule, cu erori oricât de mici.

În mod obişnuit, se utilizează metode de echivalare bazate pe coeficientul de formă al graficelor de sarcină (k_f) sau pe durata echivalentă a pierderilor maxime (τ).

Contribuţia autorilor acestei lucrări constă în stabilirea unei metodologii mai exacte de determinare a CPT, în special prin includerea în calcule a fiabilităţii reţelei şi în aplicarea acesteia pe un caz real pentru evidenţierea aspectelor calitative şi cantitative legate de evaluarea CPT, comparativ cu metodele cunoscute până acum.

* Catedra de Energetică, Facultatea de Electrotehnică a Universităţii Tehnice "Gh. Asachi" Iaşi.

** ing. Dumitru COCA - RENEL, Filiala de Reţele Electrice Suceava.

1. Ipoteze de bază

Metodologia prezentată în cele ce urmează, aplicabilă reţelelor de distribuţie complexe, a fost stabilită pornind de la următoarele ipoteze:

a) Sistemul de mărimi electrice care caracterizează regimul de funcţionare al unei reţele la un moment dat sau pe un interval oarecare de timp, este rezultatul acţiunii conjugate a două categorii de factori. Prima este reprezentată de structura reţelei, supusă modificării aleatorii corelat cu parametrii primari de fiabilitate ai elementelor componente: λ, intensitatea de avariere, şi μ, intensitatea de reparare. A doua categorie este reprezentată de sistemul variabil de sarcini.

b) Alimentarea tuturor consumatorilor este obiectivul prioritar al furnizorului de energie electrică. Din punctul de vedere al fiabilităţii, vor fi considerate **numai acele stări ale reţelei care, deşi cu elemente componente defecte, nu determină sacrificarea nici unui consumator**, deoarece, implicând nealimentarea unor consumatori, restul stărilor duc la o importanţă secundară a indicatorului CPT.

c) Calculul regimurilor permanente de funcţionare a reţelei, necesar în evaluarea CPT, se face considerând, implicit, suficiente posibilităţi de menţinere în limitele admisibile a tensiunilor şi evidenţiind numai circulaţiile de puteri în laturi, în funcţie de sarcini şi de structura variabilă a reţelei în

condiţiile în care se presupun posibile stări cu 0, 1 sau două elemente defecte simultan, cu respectarea restricţiei de la punctul b).

d) In lucrarea de faţă, CPT include pierderile de putere-energie în elementele reţelei. Nu sunt incluse aici alte categorii de pierderi care duc la neînchiderea bilanţului de puteri sau energie pe un contur dat.

2. Algoritm pentru analiza probabilistică a regimurilor permanente normale şi post-avarie

Stabilirea algoritmului implică modelarea reţelei, a sarcinilor din noduri şi a fiabilităţii.

Pornind de la ipotezele de bază amintite, se prezintă modul în care poate fi folosit, în regim repetitiv, un program de calcul de regim permanent, pentru analiza circulaţiilor (puteri, curenţi) din laturi, rezultat al modificării probabilistice a structurii unei reţele de distribuţie, precum şi a sarcinilor, pe un interval oarecare de timp, de regulă un an.

2.1. Modelarea sarcinilor

Curentul dintr-un nod, în valori medii orare, poate fi exprimat prin relaţia (1) , în care coeficienţii fixează pe graficul de sarcină ora (k_z), ziua lucrătoare (k_s=1) sau nelucrătoare (k_s<1) şi respectiv perioada sau sezonul din an (k_a) pentru care se face calculul:

$$I_{nod} = I_{sarcmax} k_z k_s k_a \qquad (1)$$

Valorile exacte ale celor trei coeficienţi depind esenţial de caracterul şi tipul sarcinii şi se pot determina, pentru studii previzionale, prin metode ale cercetării operaţionale. Evident, pentru perioade anterioare calculului pot fi exact cunoscute.

2.2. Modelarea reţelei de distribuţie

Schema monofilară (fig.1) şi cea topologică foarte exactă au constituit baza formalizării reţelei de distribuţie. Nodurile sunt reprezentate de sistemele de bare din staţiile şi posturile de transformare. In fiecare nod se ataşează un curent corespunzător modelului de sarcină. Laturile sunt constituite din linii, transformatoare etc. însoţite de aparate de comutaţie. Unul din noduri este considerat nod de echilibru. Parametrii componentelor, necesari calculului, sunt cunoscuţi.

2.3. Modelul de fiabilitate al reţelei

Calculul probabilistic al încărcărilor laturilor implică şi considerarea fiabilităţii reţelei, pentru că aceasta determină ca structura să fie o variabilă aleatoare.

Detalierea modelului de fiabilitate, comparativ cu cele cunoscute şi utilizate obişnuit, s-a făcut prin considerarea laturilor reţelei, care sunt în special linii electrice, ca fiind formate din grupuri de defectare. Detalii sunt prezentate în [1], iar concluzia este că s-a părăsit, pentru creşterea preciziei calculelor şi apropierea de realitate, modelul fiabilistic de linie bazat pe intensitatea de defectare specifică λ_0, considerându-se că o linie care parcurge trasee diferite din punctul de vedere al intensităţii de avariere (zone montane, zone industriale poluate, zone rurale, zone cu paralelisme topologice etc.) are intensităţi de

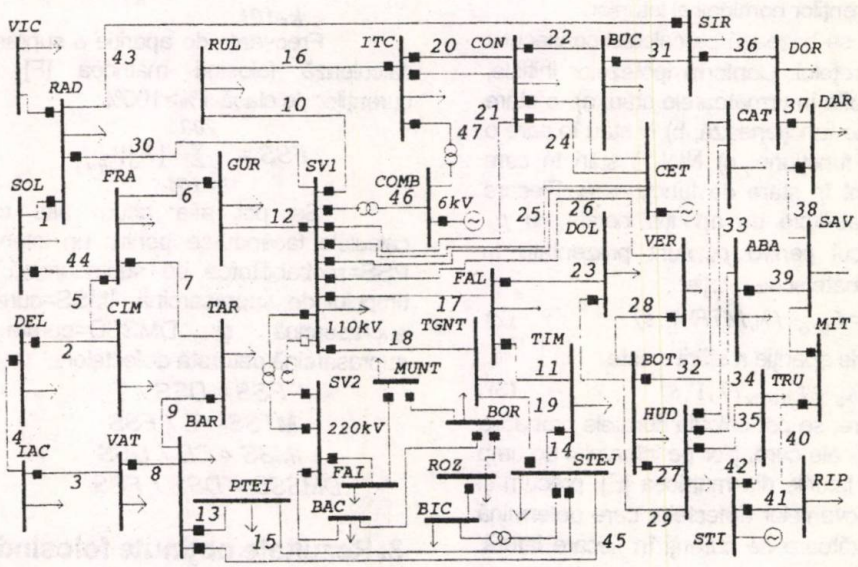


Fig. 1. Reţeaua test pentru analiza dependenţei fiabilitate - CPT.

avariere diferite pe fiecare din acele trasee. Ca urmare, linia va avea un λ rezultant drept sumă a intensităţilor de avariere corespunzătoare acelor zone.

Sistemele de bare au fost considerate perfect fiabile, conform ipotezei de bază b), ceea ce este apropiat realităţii, deoarece barele au intensităţi de avariere mai mici decât liniile aeriene şi au, pentru reţelele de distribuţie de tipul celei din figura 1, structură redondantă: bare duble, secţionate, eventual cu bare de transfer.

S-a notat cu : N, numărul laturilor; K, numărul de clase de 1% al curentului unei laturi (începând cu 0 % şi până la 200 % din curentul nominal, K=200 şi k variază de la 0 la K); S, numărul de stări (s=1+N+N(N-1), iar s variază de la 1 la S: s=1, zero laturi sunt defecte; s=2,....., 1+N, o latură este defectă; s=1+N+1,....., 1+N+N(N-1), două laturi sunt defecte; T, numărul de ore din intervalul de referinţă; [E], de dimensiuni Nx(K+1), matricea duratelor probabile ale claselor de curenţi ai fiecărei laturi; [F], de dimensiuni Nx(K+1), matricea frecvenţelor defectelor care determină clasele corespunzătoare de curenţi în fiecare latură; $\underline{\lambda}$ vectorul frecvenţelor de defectare a grupurilor din laturi şi a întrerupătoarelor laturilor; $\underline{MTR}$, vectorul duratelor medii de reparare a grupurilor din laturi şi a întrerupătoarelor din laturi; $\underline{\Gamma}$, vectorul factorilor de defectare de mod comun ai grupurilor; p_s, probabilitatea ca sistemul să se afle în starea s; λ_s, frecvenţa stării s a sistemului, s diferit de 1; $\underline{e}$, vectorul unitate i, de dimensiune N, conţinând elemente zero şi un 1 pe locul k+1; $\underline{\mu}_{k+1}$, transpusul vectorului unitate k+1, de dimensiuni k+1, conţinând zerouri şi un 1 pe locul k+1; $I_{lat,i}$ curentul din latura i calculat cu ajutorul programului de regim permanent; $\underline{I}_{nom.adm}$ vectorul curenţilor nominali ai laturilor.

Algoritmul se bazează pe calculul consecutiv al tuturor stărilor reţelei. Conform ipotezelor iniţiale, aceasta se poate afla în următoarele stări: a) o stare în care toate laturile funcţionează; b) N stări în care o latură nu este în funcţiune; c) N(N-1) stări în care două laturi nu sunt în stare de funcţionare. Fiecare stare are o probabilitate de apariţie notată cu p_s. Metodele de calcul pentru p_s sunt prezentate în detaliu în [2]. Se poate scrie relaţia:

$$p_s = f_{prob}(\underline{\lambda}, \underline{MTR}, \underline{\Gamma}, s) \qquad (2)$$

Frecvenţa de apariţie a stării s este

$$\lambda_s = f_{frecv}(\underline{\lambda}, \underline{\Gamma}, s) \qquad (3)$$

În continuare, se pot calcula duratele probabile ale claselor de 1% ale curenţilor pe intervalul de timp T şi pentru toate laturile din matricea [E], precum şi matricea [F] a frecvenţelor defectelor care determină clasele corespunzătoare de curenţi în fiecare latură. Numărul întreg k se introduce pentru clasele de curenţi ca funcţie de curentul calculat al laturii şi de curentul ei maxim admisibil. k poate fi cuprins, de exemplu, între 0 şi 200, depinzând de curentul calculat al laturii i. Numărul corespunzător al coloanei din [E] şi [F] al clasei de curent k este k+1. Ca urmare, vectorul unitate $\underline{\mu}_{k+1}$ are un 1 în locul k+1. Se pot scrie relaţiile (4) şi (5) în care k este conform relaţiei (6).

De regulă, matricea [E] este calculată în ore pentru intervalul T. Calculul matricei [F], care nu are dimensiunea unui timp, începe la s=2 deoarece pentru s=1 toate laturile sunt în funcţiune.

$$[E] = \sum_{s=1}^{S} \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N} p_s \underline{e}_t \underline{\mu}_{k+1}^t \qquad (4)$$

$$[F] = \sum_{s=1}^{S} \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N} \lambda_s \underline{e}_t \underline{\mu}_{k+1}^t \qquad (5)$$

$$k = f_k(I_{lat}, I_{nom}, i) = \text{INTREG}\left(\frac{I_{lat,i}}{I_{nom,i}} 100\right) \qquad (6)$$

Durata probabilă DSS, în care curentul unei laturi depăşeşte curentul ei maxim admisibil, se calculează prin sumarea tuturor claselor de curenţi mai mari de 100 %:

$$DSS = \sum_{k=101}^{200} [E] \underline{\mu}_{k+1} \qquad (7)$$

Analog, numărul probabil de amperi - oră de suprasarcină CE = cantitatea de electricitate, este calculat prin sumarea tuturor claselor de 1%, sumă care depăşeşte 100%, fiecare multiplicată cu amplitudinea curentului de suprasarcină. Este necesară introducerea matricei diagonale [D], ale cărei elemente corespund elementelor vectorului $\underline{I}_{max.adm}$:

$$CE = \sum_{k=101}^{200} [D][E] \underline{\mu}_{k+1} (K - 100) / 100 \qquad (8)$$

Frecvenţa de apariţie a suprasarcinii FSS se calculează folosind matricea [F] prin sumarea curenţilor de clasă 1%>100%:

$$FSS = \sum_{k=101}^{200} [F] \underline{\mu}_{k+1} \qquad (9)$$

Se pot afla acum alte câteva mărimi, calculele făcându-se pentru un interval de timp T: PSS=probabilitatea de suprasarcină, MTSS=media timpului de suprasarcină, IMSS=curentul mediu de suprasarcină şi DMSSD=durata medie de suprasarcină datorată defectelor:

$$PSS = DSS / T \qquad (10)$$

$$MTSS = T / FSS \qquad (11)$$

$$IMSS = CE / DSS \qquad (12)$$

$$DMSSD = DSS / FSS \qquad (13)$$

3. Rezultate obţinute folosind reţeua test

Analiza probabilistică a circulaţiilor din laturi şi calculele conform algoritmului prezentat,

Tabelul 1

Parametrii probabilistici ai încărcărilor unor laturi ale reţelei test

Număr laturi	Criteriul N-0			Criteriul N-1			Criteriul N-2		
	k_f	I_{medp} [A]	I_{med} [A]	k_f	I_{medp} [A]	I_{med} [A]	k_f	I_{medp} [A]	I_{med} [A]
1	1.004	12.75	12.20	1.058	13.12	12.39	1.059	13.146	12.408
2	1.031	82.56	80.05	1.033	82.76	80.104	1.033	82.77	80.098
3	1.030	86.69	84.10	1.032	86.88	84.14	1.032	86.90	84.14
4	1.028	36.66	35.65	1.028	36.76	35.73	1.028	36.76	35.73
5	1.040	35.05	33.68	1.042	35.31	33.87	1.042	35.32	33.88
6	1.024	152.2	148.4	1.025	152.23	148.42	1.025	152.32	148.53
7	1.022	91.27	89.32	1.023	91.37	89.30	1.023	91.48	89.35
8	1.021	106.2	103.9	1.022	106.26	103.90	1.022	106.29	103.93
9	1.027	19.28	18.76	1.036	19.581	18.88	1.037	19.60	18.89
10	1.156	15.84	13.69	1.171	16.35	13.95	1.172	16.38	13.97
11	1.118	23.60	21.10	1.123	23.85	21.23	1.204	27.53	22.85
12	1.026	41.89	40.82	1.031	42.14	40.87	1.031	42.158	40.87
13	1.082	7.844	7.248	1.138	8.53	7.49	1.142	8.575	7.501
14	1.018	50.86	49.94	1.022	51.07	49.95	1.022	51.08	49.95
15	1.138	70.44	61.87	1.140	70.52	61.84	1.140	70.53	61.84
16	1.032	40.60	39.33	1.034	40.76	39.39	1.034	40.778	39.40
17	1.040	95.78	92.09	1.040	95.95	92.19	1.041	95.98	92.21
18	1.206	50.27	41.68	1.208	50.53	41.83	1.208	50.567	41.85
19	1.042	125.2	120.1	1.091	114.45	104.84	1.043	125.32	120.08
20	1.033	31.39	30.40	1.035	31.546	30.47	1.035	31.55	30.48
21	1.020	11.64	11.40	1.033	11.93	11.54	1.034	11.94	11.55
22	1.132	25.65	22.65	1.134	25.75	22.71	1.134	25.75	22.71

ectuate pentru reţeaua test simplificată (numai 39 laturi de 110 kV) din figura1, pentru un interval de referinţă de un an, au permis obţinerea de informaţii detaliate necesare aprecierii cantitative a CPT conform criteriilor N-1 şi N-2, comparativ cu criteriul N-0. Câteva rezultate privind încărcările probabilistice ale laturilor reţelei, exprimate prin frecvenţa şi durata claselor de curenţi sunt prezentate în figura 2 pentru LEA Gura Humor - Suceava 1, comparativ, pentru cele trei ipoteze considerate. Pentru calculul CPT au fost determinate valorile coeficientului de formă k_f, curentului mediu pătratic I_{medp} şi curentului mediu I_{med} pentru laturile reţelei, conform celor trei ipoteze N-0, N-1 şi N-2, valori prezentate, pentru câteva laturi ale reţelei din figura 1, în tabelul 1.

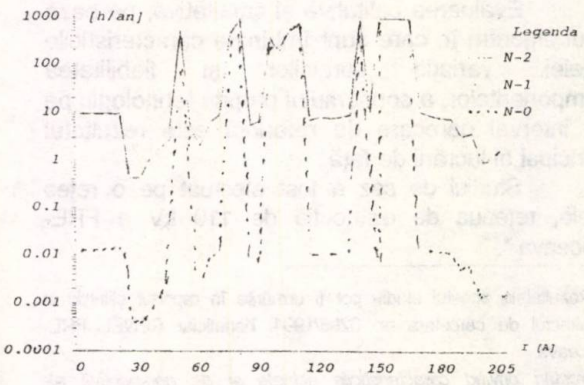


Fig. 2. Încărcarea probabilistică a LEA Gura Humor -Suceava 1, conform celor trei ipoteze.

Calculând, cu relaţiile clasice pierderile de energie CPT_{N-1} / CPT_{N-0} şi respectiv CPT_{N-2}/CPT_{N-0} au rezultat valorile prezentate sintetic în figura 3, care demonstrează că fiabilitatea reţelei nu poate fi neglijată nici în calculul CPT. Pierderile de energie în liniile de 110 kV în ipoteza N-1, foarte apropiată de realitate, prezintă creşteri între 0 % până la 18,2 %, **cu o medie de 2,4 % pe întreaga reţea şi pentru un interval de referinţă de un an,** în laturile reţelei comparativ cu situaţia ideală, când toate componentele reţelei ar fi în stare de funcţionare pe tot parcursul unui interval de referinţă.

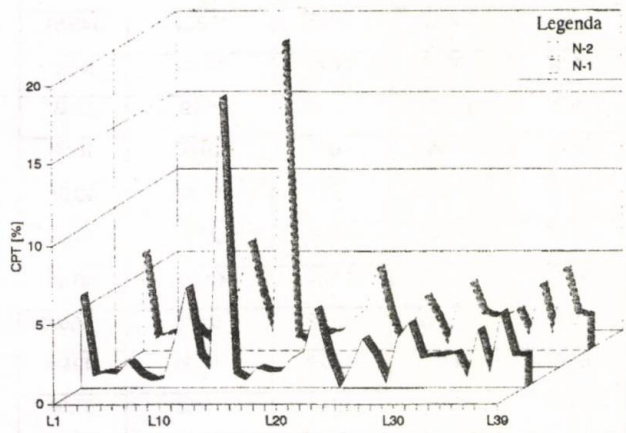


Fig. 3. Analiza comparativă a CPT, în procente faţă de ipoteza N-0, în laturile reţelei test simplificate din figura 1.

Totodată, rezultă că ipoteza N-1 este suficientă, creşterea pierderilor fiind nesemnificativă în cazul N-2, datorită probabilităţilor de valori mici ale stărilor cu două elemente defecte simultan, aşa cum rezultă şi din figura 2, în care graficele corespunzătoare ipotezelor N-1 şi N-2 sunt, practic, suprapuse.

Concluzii

Evaluarea calitativă şi cantitativă, pe baza unui algoritm în care sunt îmbinate caracteristicile reţelei, variaţia sarcinilor şi fiabilitatea componentelor, a consumului propriu tehnologic pe un interval oarecare de referinţă este rezultatul principal al lucrării de faţă.

Studiul de caz a fost efectuat pe o reţea reală, reţeaua de distribuţie de 110 kV a FRE-Suceava *.

* Rezultatele acestui studiu pot fi urmărite în raportul ştiinţific la contractul de cercetare nr. 6298/1994, beneficiar RENEL FRE-Suceava:
Cercetări privind caracteristicile actuale şi de perspectivă ale adecvabilităţii şi securităţii instalaţiilor de distribuţie a energiei electrice din cadrul FRE-Suceava", autori: conf. dr. ing. Florin Munteanu, prof. dr. ing. Dumitru Ivas

Considerarea structurii variabile reale a reţelei, alături de evoluţia sistemului de sarcini permite determinarea mai exactă a unui indicator relativ important de eficienţă a exploatării reţelelor, care este consumul propriu tehnologic. Analiza CPT în aceste condiţii a relevat, de asemenea, o concluzie semnificativă: cererea de fiabilitate şi calitate văzută, de regulă, ca venind din partea consumatorilor, este şi în interesul direct al furnizorului de energie. S-a demonstrat aici că **unei reţele cu indicatori de fiabilitate ridicaţi îi corespunde un CPT mai mic decât în cazul aceleiaşi reţele, dar cu parametri fiabilistici scăzuţi.**

Opinia autorilor acestei lucrări, supusă discuţiei specialiştilor, este că din punctul de vedere al exploatării la nivelul filialelor de reţele electrice, normarea valorii CPT nu are efecte foarte utile, realitatea demonstrând că valoarea "reală" raportată a CPT tinde rapid să atingă valoarea normată, eventual cu o mai mică sau mai mare "îmbunătăţire". Căi economice legate de aspecte cum ar fi "cine plăteşte pierderile?", "cum este penalizat un CPT peste limite raţionale?" şi "cum este recompensat un CPT la valori minime?", oricare ar fi valorile reale rezultate, eventual global, prin măsurări exacte, energie intrată-energie ieşită pe un contur dat, măsurări efectuate, pe cât posibil, cu maximum de obiectivitate, ar putea stimula o activitate eficientă în sistemul electroenergetic. Aspectele economice ar putea merge până la adoptarea unor soluţii de genul celor aplicate în unele ţări cum este Olanda, în care, factura primită de orice consumator este transparent defalcată: costul total = costul producerii + costul transportului şi distribuţiei + costul măsurilor ecologice, fiecare componentă incluzând şi CPT-ul propriu. Acest lucru este foarte important pentru a răspunde la întrebările cui? şi cât? legate de returnarea sumelor încasate de la consumatori.

BIBLIOGRAFIE

[1] Munteanu, Fl., Ivas, D. *The Reliability Including The Probabilistic Overload Criterion in Industrial Distribution Networks Planning.* Volumul "Tehnici noi în conducerea reţelelor de distribuţie", Sesiunea Jubiliară a Universităţii Tehnice Iaşi, Octombrie 1992.

[2] Munteanu, Fl. *Contribuţii privind metodele şi tehnicile de analiză a fiabilităţii, structurii şi regimurilor de funcţionare a subsistemelor de distribuţie a energiei electrice.* Teză de doctorat. Universitatea Tehnică "Gh. Asachi" Iaşi, Mai 1995.

Referent: ing. Manfred Stein - Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE, Bucureşti

(Primit la 1 martie 1996, acceptat la 3 iunie 1996)

ASPECTE SPECIFICE PRIVIND ANALIZA FIABILITĂŢII INSTALAŢIEI DE AUTOMATIZARE DIN CENTRALELE ELECTRICE PENTRU SISTEMUL DE MĂSURĂ-REGLARE ŞI COMANDĂ

ing. MIHAELA DOBRIN*

Centralele electrice sunt prevăzute cu instalaţii de automatizare performante, care măresc siguranţa în funcţionare şi contribuie la optimizarea utilizării personalului.

Volumul de informaţii ce trebuie examinat şi prelucrat pentru pregătirea unor decizii operative sau de durată medie şi lungă influenţează disponibilitatea unei centrale electrice. În acest scop este necesară prevederea diverselor tipuri de echipamente (amortizare clasică, calculator de proces, sistem distribuit).

Lucrarea prezintă aspecte specifice privind modul de abordare a calculelor de siguranţă, precum şi câteva exemple de calcul pentru buclele de automatizare şi pentru instalaţia de comandă.

The power plants are provided with effective automation facilities wich increase safety in operation and ensure an optimum personnel employment.

The number of information that should be examined and processed to take an operative decision or a decision on medium or long terms influence on the power plant availability. For this reasom is necessary to equip the plant with different types of equipment (conventional automation, process computer Programable Logic Control, distributed system).

The paper presents the specific aspects regarding the way of approaching the safety computations as well as several examples of automation loops computation for the control installations equipment.

Descriptori:instalaţii de automatizare, fiabilitate centrale electrice

Introducere

Automatizarea reprezintă totalitatea mijloacelor tehnice care permit desfăşurarea procesului de producţie fără intervenţia omului.

Rolul instalaţiei de automatizare este:

- pe de o parte, de a supraveghea şi optimiza funcţionarea procesului prin fluxul de informaţii pus la îndemâna operatorilor, prin controlul încadrării în limite şi prin prevenirea avariilor;

- pe de altă parte, de a proteja din punct de vedere tehnologic instalaţiile termomecanice şi electrice, comandând automat aducerea instalaţiei într-un regim nepericulos la depăşirea limitelor domeniului funcţionării periculoase sau comandând aducerea instalaţiei în stare de siguranţă prin oprirea/declanşarea agregatelor.

a) Funcţiile instalaţiei de automatizare

Instalaţia de automatizare poate îndeplini o serie de funcţii [1]:

- operative, care se adresează direct operatorului de la pupitrul de comandă;

- neoperative, care se adresează în primul rând şefului de tură, în scopul coordonării conducerii sau în scopul analizelor şi previziunii regimurilor de funcţionare.

Funcţiile operative sunt indicate în figura 1.

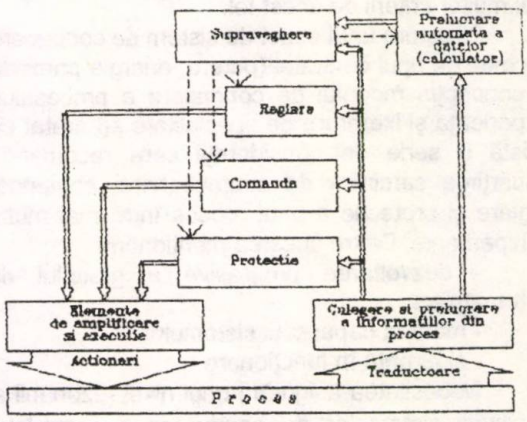


Fig. 1. Funcţii operative ale sistemului de automatizare.

* Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE, Bucureşti

Funcţiile neoperative sunt posibile numai în cazul în care instalaţia de automatizare este dotată cu calculator de proces:

- supravegherea siguranţei procesului şi a desfăşurării evenimentelor;
- optimizarea funcţionării;
- planificarea exploatării şi analize în afara timpului real;
- ghid operator.

Faţă de sistemul de automatizare clasic, sistemul distribuit de automatizare poate asigura în plus:

- funcţii operative	- cea de ghid operator utilizând inteligenţa artificială
- funcţii neoperative	- mersul economic; - simularea procesului; - documentarea; - arhivarea;
- funcţii semioperative	- configurarea; - diagnoza; - mentenanţa.

b) Criterii de alegere a instalaţiei de automatizare

În realizarea unor sisteme de conducere a proceselor dintr-o centrală electrică una din problemele de bază este reprezentată de realizarea unei configuraţii adecvate, atât sub aspect tehnic, cât şi sub aspect economic şi de siguranţă în funcţionare.

Proiectarea unui astfel de sistem trebuie să ţină cont în ce măsură structura şi organizarea internă a echipamentelor sunt influenţate de sarcinile pe care acestea le au de îndeplinit. Structura unor astfel de sisteme de conducere este dictată de o serie de parametrii ca, de exemplu:

- funcţiile pe care trebuie să le îndeplinească sistemele şi modul lor de rezolvare,
- siguranţa lor de funcţionare,
- asigurarea flexibilităţii sistemului,
- satisfacerea unor criterii economice etc.

Configuraţia aleasă trebuie să asigure de cele mai multe ori un compromis între satisfacerea mai multor criterii de acest fel.

Structura unui astfel de sistem de conducere depinde de tipul centralei (putere, energie primară) şi concepţia modului de conducere a procesului. Experienţa şi literatura de specialitate au arătat că există o serie de consideraţii care recomandă împărţirea sarcinilor de supraveghere, comandă, reglare şi protecţie a unui proces între mai multe echipamente. Dintre acestea menţionăm:

- dezvoltarea progresivă a gradului de automatizare,
- mărirea capacităţii sistemului,
- siguranţa în funcţionare.

Necesitatea asigurării unui nivel rezonabil al fiabilităţii sistemelor de conducere a centralelor electrice generează o serie de probleme, precum [2 şi studiul intern ISPE privind elaborarea metodei de calcul al siguranţei sistemelor de automatizare a conducerii blocurilor energetice de mare putere 1984]:

- stabilirea exigenţelor fiabilităţii pentru întreaga instalaţie, precum şi pentru diferitele sale subansambluri;
- alegerea indicatorilor de fiabilitate semnificativi;
- evaluarea comparativă a fiabilităţii pentru variantele posibile ale instalaţiei analizate;
- alegerea metodelor de estimare şi de creştere a nivelului fiabilităţii, corespunzând particularităţilor instalaţiei şi condiţiilor de exploatare;
- elaborarea programelor de încercare periodică a mijloacelor tehnice utilizate şi a întregii instalaţii.

2. Particularităţile instalaţiei de automatizare în raport cu abordarea siguranţei în funcţionare

Pentru rezolvarea problemelor legate de alegerea indicatorilor de siguranţă, de modelare şi de alegere a metodelor de apreciere şi creştere a siguranţei în funcţionare trebuie să se ţină seama de o serie de particularităţi specifice ale sistemului de automatizare, cum ar fi:

a) sistemul este multicomponent ca urmare a numărului mare de componente tehnice (hardware), mijloace de programare (software) şi personal operativ;

b) sistemul este multifuncţional;

c) diversitatea funcţiilor şi a cerinţelor de siguranţă în realizarea acestor funcţii;

d) diversitatea componentelor tehnice utilizate (de la traductoare simple la componente de calcul complexe), care au tipuri diferite de defecte şi comportare diferită din punctul de vedere al siguranţei în funcţionare;

e) prezenţa a două regimuri de funcţionare a componentelor (regim de aşteptare/ regim de solicitare);

f) prezenţa diferitelor tipuri de redonanţă (structurală, informaţională, algoritmică etc.) şi a unui sistem perfecţionat de testare şi restabilire a componentelor;

g) sistemul se poate, de regulă, restabilit (prin reparaţii sau înlocuiri), fiind prevăzut să funcţioneze pe o durată lungă de timp;

h) existenţa mai multor tipuri de defecte pentru o funcţie a sistemului generează consecinţe tehnico-economice diferite (de exemplu refuz de acţionare sau acţionare falsă);

i) defectele care se produc la elementele componente ale sistemului de automatizare pot

apărea atât în regim de aşteptare, cât şi în regim de solicitare. Defectele care apar în regim de aşteptare pot fi semnalizate (prin autotestare) sau nu.

3. Premise de calcul

Metodologia propusă în [2, 5, 6 şi în studiul ISPE amintit] pentru calculul indicatorilor de siguranţă are la bază un model matematic bazat pe procese Markov. Aceasta presupune:

- pe de o parte, admiterea reparaţiei exponenţiale a duratelor de funcţionare între defecte şi restabilirea elementelor componente,
- pe de altă parte, admiterea intensităţilor de defect şi restabilirea constantă în timp.

Alte condiţii verificate pentru instalaţiile de automatizare sunt [2, 3]:

a) din punct de vedere funcţional elementele componente sunt independemte;

b) duratele de funcţionare între două defecte ale elementelor componente sunt repartizate exponenţial cu parametrul λ_n, în cazul defectelor care conduc la refuzuri de acţionare la solicitare, şi λ_f, în cazul defectelor care conduc la acţionări false;

c) duratele de funcţionare între două defecte ale instalaţiei tehnologice automatizate sunt repartizate exponenţial cu parametrul λ_s;

d) durata de reparare a elementelor defecte se poate neglija în raport cu durata intervalului dintre două teste (θ);

e) testarea instalaţiei se face la intervale egale de timp de durată (θ), durata testării θ_t fiind neglijabilă în raport cu θ;

f) testarea descoperă şi elimină toate defectele produse în intervalul dintre două teste şi nu introduce defectele suplimentare;

g) regimul de solicitare (pentru funcţiile discrete) are o durată foarte scurtă în raport cu regimul de aşteptare.

4. Modelarea sistemelor de automatizare

O primă etapă în abordarea analizelor şi calculelor de fiabilitate pentru un sistem o constituie transpunerea (parţială sau totală) a schemei tehnologice a acestuia sau a logicii de funcţionare într-o schemă de calcul. Cele mai utilizate scheme de calcul sunt:

- diagrama bloc,
- arborele de defectare.

Informaţiile necesare realizării modelului şi evaluării indicatorilor de siguranţă sunt următoarele [2]:

a) funcţiile sistemului analizat şi tipul acestor funcţii (continue/discrete, simple/complexe);

b) lista elementelor componente şi descrierea legăturii logice între elementele care participă la asigurarea capacităţii de funcţionare în raport cu realizarea fiecărei funcţii;

c) pentru fiecare element componet este necesar să se cunoască tipurile de defecte (semnalizate/nesemnalizate etc.) şi modul de înlăturare a acestora (reparaţii/înlocuire) şi de depistare a defectelor (testare, autotestare);

d) parametrii de siguranţă ai elementelor componente:

- intensitatea de defectare - λ;
- intensitatea de reparare - μ;
- intensitatea de înlocuire - ν.

Intensitatea de defectare (λ) poate avea, pentru un acelaşi element, valori diferite, după cum elementul respectiv este în regim de aşteptare sau în regim de solicitare. Dacă se cunosc se vor specifica ambele valori;

e) alţi factori care influenţează siguranţa sistemului, de exemplu parametrii ce caracterizează modul de testare a sistemului (periodicitate, strategia de încercare, durata încercării etc.);

f) regimul de exploatare;

g) interacţiuni cu alte sisteme.

Complexitatea proceselor legate de instalaţia de automatizare impune necesitatea descompunerii instalaţiei în subansambluri de elemente şi utilizarea unor echivalenţi de fiabilitate, calculaţi pentru diverse tipuri de conexiuni logice între elementele componente.

Legătura logică între elementele care participă la realizarea funcţiilor sistemelor de automatizare poate fi descrisă prin simboluri grafice - prin diagramă bloc sau prin arbore de defectare - în funcţie de starea avută în vedere pentru sistemul analizat - stare de succes (funcţionare) sau de insucces (de nefuncţionare).

În abordarea analizelor de fiabilitate se vor constata două etape mai dificile.

Prima problemă o constituie definirea corectă a evenimentelor de vârf şi construirea arborelui de defectare pentru fiecare eveniment de vârf urmărit. În cadrul acestei etape, analiza funcţională a instalaţiei trebuie făcută cu multă atenţie, astfel încât conexiunile schemei de calcul să modeleze fidel şi corect mecanismul de defectare a instalaţiei analizate.

A doua problemă dificilă o constituie adoptarea parametrilor de siguranţă ai elementelor componente ale sistemului analizat.

Se vor prefera datele experimentale obţinute pe baza urmăririi în exploatare a comportării reale a echipamentelor respective. În lipsa acestor date se pot folosi valori preluate de la alte echipamente similare sau parametrii de fiabilitate indicaţi în Normele Tehnice de Ramură ale furnizorilor de echipamente.

Dacă nici una dintre sursele menţionate mai sus nu poate oferi datele necesare, indicatorii de siguranţă necunoscuţi pot fi parametrizaţi. În acest caz, calculele devin mai laborioase, iar rezultatele obţinute pot fi utilizate cu succes mai ales în cazul analizelor calitative de fiabilitate.

5. Metoda de calcul

Metoda de calcul utilizată se bazează pe reducerea treptată prin intermediul echivalenţilor succesiv aplicaţi diferitelor tipuri de conexiuni de elemente din schema de calcul (în mod obişnuit arbore de defectare).

Echivalenţii de siguranţă utilizaţi pentru parametrii şi indicatorii de siguranţă se obţin pe baza unor relaţii de calcul indicate în [3, 4] pentru diferite tipuri de conexiuni de elemente întâlnite în schemele de calcul şi ţinând seama de regimul de funcţionare (solicitare sau aşteptare) a elementelor echivalente.

Pentru elementele componente ale sistemului analizat, cu nivel ridicat de siguranţă ($\lambda/\mu << 1$) sau pentru calcule folosite exclusiv pentru compararea mai multor variante de schemă tehnologică se pot utiliza relaţiile de calcul simplificate pentru indicatorii de siguranţă echivalenţi.

Având în vedere că pentru realizarea stării de succes este necesară funcţionarea tuturor elementelor prezentate în schema de calcul, parametrii de siguranţă echivalenţi ai schemei pot fi determinaţi cu relaţiile:

$$\lambda_e = \Sigma\lambda_i$$

$$q_e = \Sigma q_i$$

După încheierea procesului de echivalare, indicatorii de fiabilitate se determină funcţie de parametrii de fiabilitate λ_e, μ_e, q_e ai elementului echivalent [3, 4].

Instalaţia de automatizare este o instalaţie cu elemente în regim de aşteptare. Studiind fiabilitatea instalaţiei de automatizare din cele două puncte de vedere:

- instalaţie analizată separat, ca o instalaţie de sine stătătoare;
- instalaţie analizată în ansamblu cu instalaţia tehnologică primară care o solicită,

se pot determina indicatorii de fiabilitate specifici, conform figurii 2 [3,4].

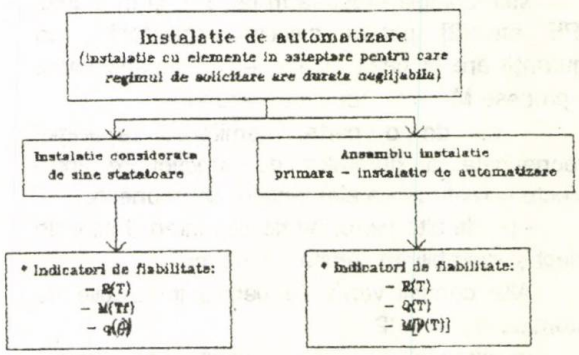


Fig. 2

S-a notat:

$R(T)$ - probabilitatea de funcţionare neîntreruptă în perioada $(0, T)$;

$M(T_f)$ - durata medie de funcţionare neîntreruptă;

$Q(T)$ - probabilitatea de a avea cel puţin o solicitare fără răspuns în perioada de timp $(0, T)$;

$q(\theta)$ - probabilitatea de insucces (riscul de a nu răspunde la solicitare);

$M[v(T)]$ - numărul mediu de solicitări fără răspuns în perioada de referinţă T.

Aceşti indicatori se utilizează pentru a cuantifica prin valori numerice nivelul de siguranţă al sistemului analizat.

6. Exemple de modelare pentru calculul siguranţei sistemelor de automatizare

6.1. Schemă de automatizare realizată cu elemente discrete

În figura 3 este prezentată schema de principiu a instalaţiei de măsură şi reglaj automat al nivelului într-un preîncălzitor de înaltă presiune (PIP).

Traductorul de nivel (1) transformă diferenţa de presiune dintre cele două conducte de impuls montate pe PIP într-un semnal unificat (4-20 mA) dependent de nivel. Acesta este aplicat unui indicator de nivel (2), calculatorului de proces (3) - pentru protocolare şi afişare în format grafic - convertorului curent - tensiune (5) şi semnalizatorului de ieşire din limite (4). Semnalul obţinut la ieşirea convertorului *I/U* variază între limitele 0 - 10V, în funcţie de nivelul apei în PIP.

Poziţia vanei de reglare (15) este urmărită cu ajutorul traductorului de poziţie (6). Semnalul electric produs de acesta este aplicat indicatorului de poziţie (7) şi unui convertor *I/U* identic cu cel din circuitul de măsură al nivelului (5).

Semnalele electrice de la ieşirea celor două convertoare sunt prelucrate împreună cu un semnal de referinţă (a_0) în sumatorul (8), la ieşirea căruia se obţine un semnal electric reprezentând abaterea de la valoarea prescrisă. Acest semnal este aplicat regulatorului (9), care formează impulsurile necesare sertarului de acţionare (11) al servomotorului vanei de reglare (15).

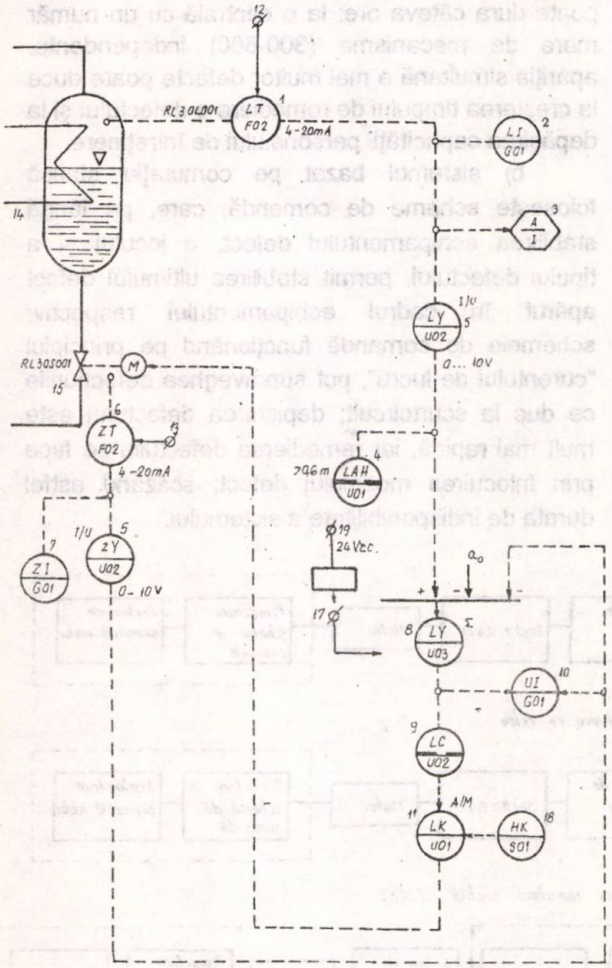


Fig. 3.

În figura 4 este reprezentat arborele de defectare al instalaţiei analizate, considerând drept eveniment de vârf starea în care instalaţia nu este capabilă să asigure reglarea automată a nivelului în PIP. Elementele a căror defectare duce la această stare au fost grupate în patru categorii, în funcţie de locul ocupat în schemă:

- defect de măsură (A),
- defect formare eroare (B),
- defect acţionare (C),
- defect sursă stabilizată (D).

Defectarea oricărui element reprezentat duce la producerea evenimentului de vârf. În consecinţă, arborele de defectare este construit numai cu porţi logice "SAU".

În construcţia arborelui de defectare nu apar elementele a căror defectare ar duce la realizarea evenimentului nedorit, deoarece prin proiectare s-au luat măsurile necesare pentru ca defectarea unui element al instalaţiei să nu se propage. Astfel, defectarea aparatelor indicatoare sau a calculatorului de proces duce la pierderea funcţiilor îndeplinite de acestea, dar nu determină pierderea funcţiei de reglare automată.

La analiza fiabilităţii instalaţiei de automatizare s-au luat în considerare şi sursele stabilizate de alimentare a echipamentelor electronice. Acestea trebuie să constituie obiectul unei analize fiabilistice separate, întrucât acestea sunt circuite electronice complexe şi alimentează mai multe bucle de automatizare. În arborele de defectare au fost înfăţişate ca evenimente reprezentând vârfurile unor arbori de defectare întocmiţi separat:

- sursa de alimentare stabilizată (+15 V) a echipamentelor electronice (17),
- sursa de curent continuu de 24 V (19).

Un eveniment care reprezintă vârful unui arbore de defectare întocmit separat este şi cel care arată defectarea sertarului de acţionare a vanei de reglaj (11).

Cablurile care fac legătura între elementele componente au fost introduse în calcul prin evenimentul (16), care reprezintă totalul cablurilor

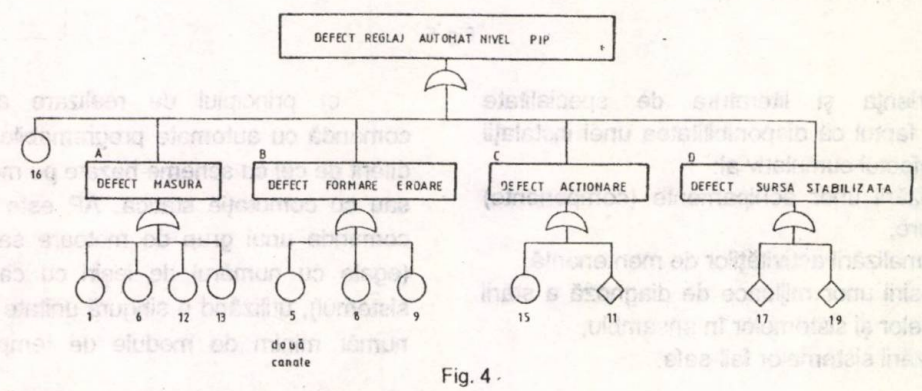


Fig. 4.

aferente buclei de automatizare. Dacă se doreşte modelarea exactă a cablurilor se poate ilustra acest eveniment reprezentând vârful unui arbore de defectare întocmit separat.

6.2. Determinarea siguranţei schemelor de comandă

S-au luat în considerare următoarele variante de realizare a comenzii de la distanţă a unui motor electric:

a) schemă realizată prin metoda cu relee,

b) schemă bazată pe comutaţie statică (cu SCA),

c) schemă realizată cu un automat programabil.

Pentru a forma baze egale de comparaţie se pot excepta de la evaluare părţile comune din variantele analizate, precum şi panoul de unde se face comanda, alimentarea generală cu energie electrică a dulapurilor de automatizare, alimentarea cu forţă a motorului, dulapurile de conexiune şi instalaţia locală - motorul propriu-zis.

În figura 5 sunt indicate diagramele bloc pentru toate cele trei cazuri.

În acest sens se pot face următoarele comentarii:

a) în cazul tehnicii bazate pe relee se folosesc scheme de comandă care permit stabilirea echipamentului defect, iar în cadrul acestuia, locul defectului (sertarul debroşabil defectat); găsirea şi înlocuirea unui releu defect poate dura câteva ore; la o centrală cu un număr mare de mecanisme (300-600) independente, apariţia simultană a mai multor defecte poate duce la creşterea timpului de remediere a defectului şi la depăşirea capacităţii personalului de întreţinere.

b) sistemul bazat pe comutaţie statică foloseşte scheme de comandă, care, pe lângă stabilirea echipamentului defect, a locului şi a tipului defectului, permit stabilirea ultimului defect apărut în cadrul echipamentului respectiv; schemele de comandă funcţionând pe principiul "curentului de lucru", pot supraveghea defecţiunile ce duc la scurtcircuit; depistarea defectului este mult mai rapidă, iar remedierea defectului se face prin înlocuirea modulului defect, scăzând astfel durata de indisponibilitate a sistemului.

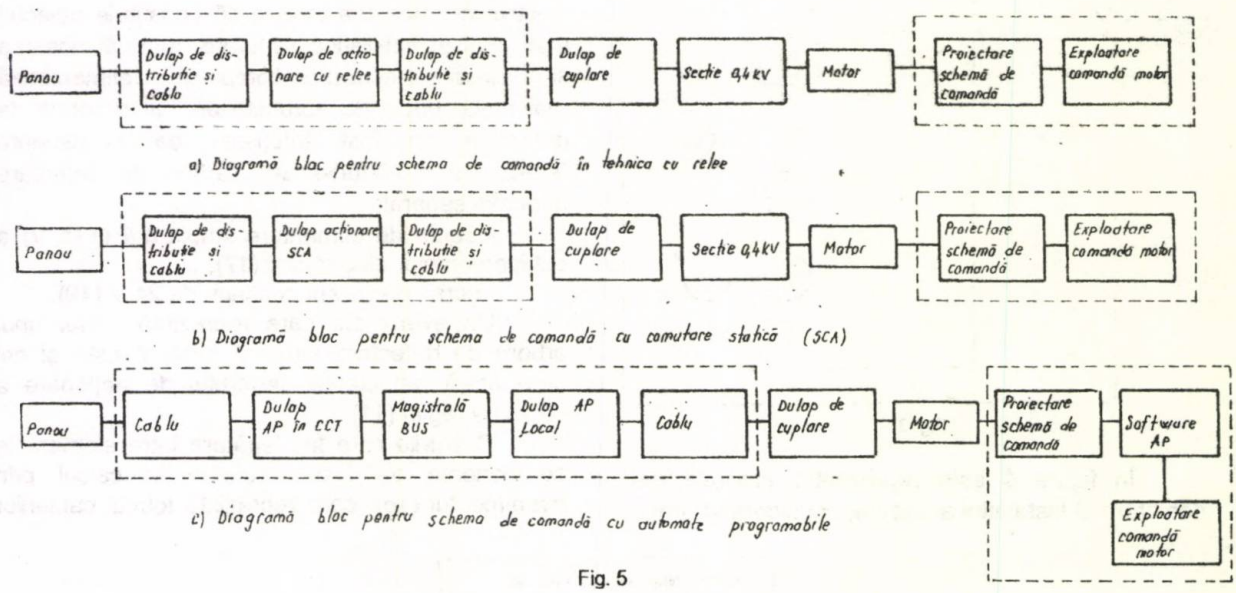


Fig. 5

Experienţa şi literatura de specialitate evidenţiază faptul că disponibilitatea unei instalaţii reprezintă efectul cumulativ al:

- utilizării unor echipamente (componente) cât mai sigure,
- raţionalizării activităţilor de mentenanţă,
- folosirii unor mijloace de diagnoză a stării echipamentelor şi sistemelor în ansamblu,
- utilizării sistemelor fail-safe.

c) principiul de realizare a funcţiei de comandă cu automate programabile este complet diferit de cel cu scheme bazate pe metoda cu relee sau cu comutaţie statică. AP este folosit pentru comanda unui grup de motoare sau mecanisme (egale cu numărul de ieşiri cu care este dotat sistemul), utilizând o singură unitate centrală şi un număr minim de module de temporizare şi de

cuplare. Disponibilitatea unor astfel de sisteme poate creşte dacă se foloseşte redondanţa la nivelul anumitor module (unitate centrală, sursă de alimentare - UPS, module de I/O). În plus, au avantajul autotestării (mai rapide şi continue) prin program, dar şi surse suplimentare de defectare prin existenţa acestui program (defect program) sau posibilitatea neînţelegerii funcţionării acestuia de către personalul de exploatare.

Concluzii

Dotarea centralelor electrice cu sisteme de conducere automată a procesului tehnologic necesită o analiză globală, bazată atât pe considerente tehnice şi economice, cât şi pe elemente specifice siguranţei în funcţionare.

Modelarea unui astfel de sistem în vederea determinării configuraţiei specifice duce la următoarele concluzii:

- modelul trebuie să respecte condiţiile reale de funcţionare, aceasta făcându-se numai pe baza unor informaţii reale complete obţinute din exploatare,
- principalele dificultăţi constau în modelarea tuturor tipurilor de defecte şi a infuenţei lor asupra sistemului,
- elaborarea modelului pe criterii economice presupune cunoaşterea exactă a componentelor şi echipamentelor, a funcţiilor sistemului, precum şi a influenţei acestora asupra eficienţei economice.

BIBLIOGRAFIE

[1] * * * PE 510-0/1987 *Normativ pentru proiectarea instalaţiilor de automatizare. Organizarea conducerii operative.* ICEMENERG, Bucureşti, 1987

[2] Stein, M., Vâlcereanu A. *Aspecte privind estimarea preliminară a fiabilităţii instalaţiilor de conducere automată a centralelor electrice.* In: Buletinul ISPE nr. 1-2/1985.

[3] * * * PE 013/1984 *Normativ privind metodele şi elementele de calcul al siguranţei în funcţionare a instalaţiilor energetice.* ICEMENERG Bucureşti.

[4] * * * PE 013/1993 *Normativ privind metodele şi elementele de calcul al siguranţei în funcţionare a instalaţiilor energetice.* ICEMENERG Bucureşti, 1993.

[5] Toshiyuki Inagaki, Koichi Inone, Hajime Akashi *Improvement of Supervisory Schedules for Protective Systems.* In: IEEE Transactions on Reliability, Volum R-28, No.2, june 1979, pag. 141-144

[6] Tune Aldemir *Computer Assisted Markov Failure Modeling of Process Control Systems.* In: IEEE Transactions on Reliability, Volum R-36, No. 1, April 1987, pag. 133-144

[7] Dincă M., Dragotă, C. *Disponibilitatea sistemului de comandă din termocentrale - criteriu de alegere de realizare a schemelor.* In: Buletinul ISPE, nr. 3. 1988, pag. 24-27.

Referent: prof. dr. ing. Ioan Bacivarof - Facultatea de Electronică, Universitatea "Politehnica" Bucureşti

(Primit la 3 martie 1996, acceptat la 17 mai 1996)

Informaţii

În numărul 3, seria B/1996, al revistei Energetica au apărut următoarele materiale

VIRGIL MUŞATESCU, NICOLAE LICIU : Masă rotundă "Legislaţia energetică" (prezentare)

PAUL CARTIANU: Analiza legislaţiei în domeniul energiei din perioada interbelică în România

GEORGE ST. PANAITESCU: Tarifele de energie electrică în perioada interbelică în contextul legislaţiei energetice (1920 - 1940)

RĂZVAN PURDILĂ: Restructurare şi legislaţie energetică. Dileme şi soluţii posibile pentru România

JEAN CONSTANTINESCU: Opţiuni de organizare a pieţei electricităţii în România - serviciu public, integrare competiţie

GHEORGHE INDRE: Principii şi aspecte care trebuie avute în vedere într-un proiect de lege a energiei

ION IORDĂNESCU: Probleme actuale privind relaţiile furnizorului de energie electrică cu consumatorii în economia de piaţă

OVIDIU ŢUŢUIANU: Impactul legislaţiei de protecţie a mediului asupra sectorului energetic

MARIN VICTOR, ELEONORA ATAMAN: Impactul termocentralelor asupra mediului înconjurător

GHEORGHE LUCA: Aspectele legislaţiei energetice în raport cu folosinţele amenajărilor hidroenergetice

DAN ION PREDOIU: Costul marginal, un reper esenţial pentru aprecierea activităţii de producţie

DISCUŢII

GHEORGHE LUCA - consilier ISPH şi Hidroconstrucţia
OCTAVIAN BRÂNZĂ - RENEL - DSP
IOAN CATARIG - deputat
EMIL CONSTIN - consilier ISPE
GABRIEL POPESCU - RENEL
MARK VELODY - consilier Ministerul Industriilor
ADRIAN POPESCU - NECŞEŞTI - senator

CUVÂNT DE ÎNCHEIERE

NICOLAE LICIU - moderator

INFORMAŢII

ANTON ROŞU: Concepţia despre rolul ştiinţei în interacţiune cu cercetarea, proiectarea şi exploatarea centralelor electrice din Germania

GENERAREA AUTOMATĂ A MODELELOR MARKOVIENE DE FIABILITATE CU AJUTORUL ALGEBREI KRONECKER

prof. dr. ing. DUMITRU CEZAR IONESCU *

Lucrarea reprezintă rezultatul unei cercetări privind posibilităţile de generare automată a modelelor de fiabilitate pentru sisteme complexe de tipul celor întâlnite în instalaţiile energetice.

Se prezintă bazele matematice de construire a modelelor, folosindu-se algebra Kronecker şi se analizează modul lor de folosire pentru generarea automată a generatorilor markovieni.

Se evidenţiază avantajele metodei în cazul sistemelor cu componente independente şi dificultăţile de utilizare în cazul celor cu componente dependente.

The article presents the result of a research activity regarding the automatic generation of the reability models for the complex systems of the type characteristic of the power plants

The mathematical basis for the model realization by means of Kronecker algebra are presented and the way to use them in the automatic generation of the Markov generators is analyzed.

The method advantages in the case of independent components systems and the difficulties encountered in using the ones with dependent components are outlined.

For both systems types concrete examples of the kronecker algebra usage are presented and a specialized program realization on the bases of this method described in the article is given as example.

Descriptori: analize de siguranţă, modele de fiabilitate

În ultimii ani, modelarea fiabilităţii sistemelor a evoluat foarte mult datorită dezvoltării teoriei proceselor aleatoare şi utilizării calculatoarelor. Acestea din urmă oferă,în prezent, programe performante de simulare şi evaluare numerică şi limbaje specializate de analiză.

Unul din domeniile noi şi de importanţă deosebită este şi cel al generării automate de modele de fiabilitate. Acest domeniu a fost impus de complexitatea şi dimensiunile mari ale sistemelor analizate, aşa cum este, de exemplu, cazul analizelor de securitate şi de evaluare a riscului instalaţiilor industriale.

În domeniul energetic generarea automată are o importanţă deosebită, atât pentru analizele de securitate nucleară, cât şi pentru cele normale de evaluare a siguranţei în funcţionare.

În cazul sistemelor complexe de tipul circuit termohidraulic, staţie electrică, sistem de alimentare cu combustibil etc., orice analiză de siguranţă parcurge în mod obligatoriu cel puţin etapele prezentate în schema logică din figura 1. După cum se poate remarca, etapa de modelare poate fi abordată manual sau automat. Abordarea automată măreşte viteza de realizare a analizei, necesită mult mai multă competenţă, dar introduce şi nenumărate dificultăţi legate de corelarea tehnicii de generare automată cu particularitaţile tehnologice ale instalaţiei modelate. De foarte multe ori modele de generare automată introduc simplificări, care pot afecta sensibil precizia.

Introducere

Fiabilitatea sistemelor complexe este foarte des modelată cu ajutorul proceselor aleatoare de tip Markov sau semi-Markov. În ambele cazuri, problema de bază a modelării este stabilirea stărilor şi a grafului tranziţiilor dintre stări. Din punct de vedere matematic aceasta se reduce la stabilirea generatorului procesului, generator care în literatura românească este mai bine cunoscut sub denumirea de matricea intensităţilor de tranziţie [1].

Stările sistemului, precum şi tranziţiile dintre ele, se pot deduce numai printr-o cunoaştere tehnologică aprofundată şi a mecanismelor sale de defectare. Dificultăţile modelării sunt generate în special de dependenţele dintre componente.

În general,există două moduri de deducere a stărilor sistemului. Prima se bazează pe combinarea stărilor componentelor din structură, iar cea de a doua pe defectarea succesivă a componentelor. Generarea automată folosind algebra Kronecker este compatibilă cu prima metodă, deoarece oferă facilităţi de operare şi de

* Facultatea de Energetică, Universitatea "Politehnica" Bucureşti

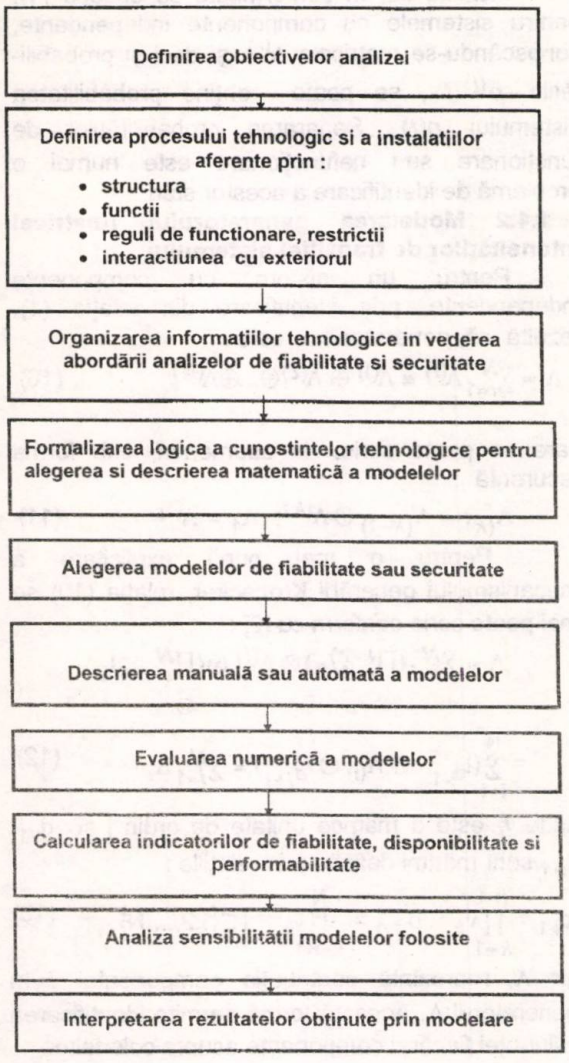


Fig.1. Etapele principale ale analizei fiabilităţii sistemelor complexe.

combinare cu mulţimi. De asemenea, folosirea unei generări pornindu-se de la componente concordă şi cu caracterul inductiv al multora din metodele de analiză a fiabilităţii.

Algebra Kronecker a fost folosită ca instrument de generare automată a modelelor de fiabilitate mai ales în ultimii 10 ani. Lucrarea de faţă şi-a propus să prezinte un aspect al utilizării ei pentru generarea automată sau asistată de calculator a stărilor şi mai ales a tranziţiilor dintre stări a sistemelor. În cadrul bibliografiei [2,3,6] sunt menţionate principalele lucrări teoretice care fundamentează generarea automată a generatorilor markovieni, articolul dorind să prezinte importanţa, modul concret de utilizare, precum şi limitele oferite de această tehnică.

1. Teoreme principale de modelare a fiabilităţii sistemelor cu ajutorul algebrei Kronecker

1.1. Sisteme cu componente independente

Se prezintă câteva teoreme importante, care permit definirea utilizării algebrei Kronecker în studiile de fiabilitate.

1.1.1. Modelarea probabilităţii de funcţionare a sistemului la momentul t

Fie un sistem cu N componente independente. Probabilitatea de funcţionare la momentul t conform cu [2] este :

$$p(t) = \prod_{i=1}^{N} p^{(i)}(t) = p^{(1)}(t) \otimes p^{(2)}(t) \otimes \ldots \otimes p^{(N)}(t) \qquad (1)$$

unde: $p^{(i)}(t)$ este vectorul coloană al probabilităţilor stărilor componentei i (probabilităţile ca o componentă să fie într-o anumită stare la momentul t);

$\otimes$ - simbolul de produs Kronecker.

Dacă ν_i este numărul de stări prin care poate evolua o componentă i, atunci se obţine :

$$p(t) = \begin{matrix} p_1^{(1)}(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ p_{\nu_1}^{(1)}(t) \end{matrix} \otimes \begin{matrix} p_1^{(2)}(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ p_{\nu_2}^{(2)}(t) \end{matrix} \otimes \ldots \otimes \begin{matrix} p_1^{(N)}(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ p_{\nu_N}^{(N)}(t) \end{matrix} \qquad (2)$$

Se poate observa că $p(t)$ este o matrice coloană de ordin $\prod_{i=1}^{N} \nu_i$.

Un sistem şi respectiv o componentă, modelate printr-un proces markovian, omogen, cu timp continuu verifică următoarele ecuaţii [1,8] :

$$\frac{dp(t)}{dt} = \Lambda * p(t)$$

$$\frac{dp^{(i)}(t)}{dt} = \Lambda^{(i)} * p^{(i)}(t)$$

unde Λ şi $\Lambda^{(i)}$ reprezintă generatorul procesului markovian al sistemului şi respectiv al unei componente i. Prin corelarea rezultată din ecuaţiile de mai sus este evident că Λ depinde de $\Lambda^{(i)}$ şi, deci, pentru deducerea lui Λ, dependent de scopul analizei, trebuie bine precizate particularităţile generatorilor componentelor sale.

Forma matricelor $\Lambda^{(i)}$ depinde de comportamentul componentei şi de asemenea de scopul analizei (fiabilitate sau disponibilitate). În

ceea ce priveşte comportamentul componentelor, generatorii pot avea următoarele forme :

- pentru o componentă nereparabilă (care funcţionează până la primul defect) :

$$\Lambda^{(i)} = \begin{bmatrix} -\lambda^{(i)} & 0 \\ \lambda^{(i)} & 0 \end{bmatrix} \quad (3)$$

- pentru o componentă reparabilă :

$$\Lambda^{(i)} = \begin{bmatrix} -\lambda^{(i)} & \mu^{(i)} \\ \lambda^{(i)} & -\mu^{(i)} \end{bmatrix} \quad (4)$$

După scopul analizei, generatorii componentelor au forma :

- pentru mentenabilitate off-line (componentă în curs de reparare) :

$$\Lambda^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & \mu^{(i)} \\ 0 & -\mu^{(i)} \end{bmatrix} \quad (5)$$

- pentru fiabilitate (componentă reparabilă studiată până la prima defectare) :

$$\Lambda^{(i)} = \begin{bmatrix} -\lambda^{(i)} & 0 \\ \lambda^{(i)} & 0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

sau

$$\Lambda^{(i)} = \begin{bmatrix} -\lambda^{(i)} & \mu^{(i)} \\ \lambda^{(i)} & -\mu^{(i)} \end{bmatrix} \quad (7)$$

În acest ultim caz, trebuie ţinut cont că evoluţia componentei se opreşte când sistemul pierde funcţia programată (trebuie definite stările absorbante);

- pentru disponibilitate (componentă reparabilă) :

$$\Lambda^{(i)} = \begin{bmatrix} -\lambda^{(i)} & \mu^{(i)} \\ \lambda^{(i)} & -\mu^{(i)} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Matricele $\Lambda^{(i)}$ se pot descompune, permiţând separarea tranziţiilor produse prin defectare de cele produse prin reparare. Deci se poate scrie :

$$\Lambda^{(i)} = L^{(i)} + M^{(i)} , \quad (9)$$

unde $L^{(i)}$ este o matrice triunghiulară inferioară (de tranziţii prin defectare) şi $M^{(i)}$ o matrice triunghiulară superioară (de tranziţii produse prin reparare).Utilizând proprietatea (1) şi descompunerea menţionată, este posibil să se separe generarea lui Λ, utilizând numai tranziţiile produse prin defectare sau prin reparare şi deci să se modeleze mai uşor fiabilitatea sau disponibilitatea. Această separare este mai dificilă pentru componentele cu mai mult de două stări, dar se poate face fără să se utilizeze matrice triunghiulare. În mod evident, în această situaţie se pierde din generalitate.

Rezultă că, în conformitate cu ecuaţia (1), pentru sistemele cu componente independente, conoscându-se matricele $\Lambda^{(i)}$ şi deci şi probabilităţile $p^{(i)}(t)$, se poate obţine probabilitatea sistemului $p(t)$. Separarea probabilităţilor de funcţionare sau nefuncţionare este numai o problemă de identificare a acestor stări.

1.1.2 Modelarea generatorului (matricei intensităţilor de tranziţie) sistemului

Pentru un sistem cu componente independente, prin identificare din relaţia (1), rezultă că, generatorul Λ este :

$$\Lambda = \sum_{i=1}^{N} \Lambda^{(i)} = \Lambda^{(1)} \oplus \Lambda^{(2)} \oplus \ldots \oplus \Lambda^{(N)} \quad (10)$$

$\oplus$

care se poate scrie, de asemenea, sub forma recurentă :

$$\Lambda_{(k)} = \Lambda_{(k-1)} \oplus \Lambda^{(k)}; \quad \Lambda_1 = \Lambda^{(1)} \quad (11)$$

Pentru o mai bună explicitare a mecanismului generării Kronecker, relaţia (10) se mai poate scrie conform cu [2] :

$$\Lambda = \sum_{i=1}^{N} (\prod_{r=1}^{i-1} I_2) \otimes \Lambda^{(i)} \otimes (\prod_{r=i+1}^{N} I_2) =$$

$\otimes$ $\otimes$

$$= \sum_{i=1}^{N} (I_{d_{i-1}} \otimes \Lambda_{(i)} \otimes I_{d_{i+1}}) = \sum_{i=1}^{N} \Lambda_i \quad (12)$$

unde I_j este o matrice unitate de ordin j şi d_{i-1}, d_{i+1} sunt mărimi definite prin relaţiile :

$$d_{i-1} = \prod_{k=1}^{i-1} \nu_k ; \quad d_{i+1} = \prod_{k=i+1}^{N} \nu_k ; \quad i \in \{1,2,\ldots,N\} \quad (13)$$

iar Λ_i reprezintă contribuţia componentei i în generatorul Λ. Această formă permite identificarea influenţei fiecărei componente asupra celorlalte.

1.2 Sisteme cu componente dependente (statistic dependente)

Pentru generarea automată a generatorului markovian al sistemelor cu componente dependente nu mai este suficientă cunoaşterea generatorilor $\Lambda^{(i)}$ ai componentelor. Regulile de combinare pe care le oferă algebra Kronecker constituie numai un punct de plecare, punct ce trebuie corectat de influenţa dependenţelor.

Dependenţele ce pot apărea între componentele sistemului sunt foarte complexe. Ele pot fi împărţite în două categorii :

- dependenţe care nu duc la schimbarea stărilor altor componente, ci numai a intensităţilor de tranziţie;
- dependenţe care duc la schimbarea stărilor componentelor.

De exemplu, starea momentană a sistemului poate influenţa tranziţia unei componente, în următoarele situaţii :

- defectarea unei componente duce la solicitarea diferită a celorlalte componente şi deci la modificarea intensităţii lor de tranziţie;
- numărul limitat de echipe de reparaţie modifică tranziţiile produse prin reparaţie, ele depinzând de numărul de componente care sunt defecte în acelaşi timp.

Pentru a se ţine cont de dependenţe, se pot utiliza două metode. Una, se bazează pe intervenţia directă în procesul de generare Kronecker, modificându-se expresiile (10) şi (12), iar cealaltă, prin intervenţia în forma finală a generatorului, modificându-se intensităţile de tranziţie influenţate de dependenţă.

Pentru aplicarea primei metode se utilizează mai ales forma generatorului Λ dată de relaţia (12), formă care permite identificarea influenţelor individuale ale componentelor :

$$\Lambda = \sum_{i=1}^{N}(\prod_{r=1}^{i-1} G_{ir}) \otimes \Lambda^{(i)} \otimes (\prod_{r=i+1}^{N} G_{ir}) \qquad (14)$$

unde G_{ir} este matricea de influenţe a componentei r asupra componentei *i*. Se remarcă faptul că s-au înlocuit matricele unitate *I* cu matrice de influenţă. De exemplu una din forme poate fi :

$$G_{ir} \equiv \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & \gamma_{ir} \end{bmatrix}$$

ceea ce arată că la trecerea componentei r din starea 1 în starea 1 (rămânere pe loc) componenta i nu va fi afectată, deoarece se va produce o multiplicare cu 1 care nu schimbă intensitatea tranziţiei. La trecerea din starea 2 în starea 2 însă, componenta i va avea o intensitate de trecere multiplicat cu γ_{ir}, deci se va opera o dependenţă. Este evident că, dacă $\gamma_{ir} = 0$, tranziţia este anulată şi deci, în acest fel se pot modela şi influenţele care impun blocajele tranziţiilor, cum sunt cele datorate numărului insuficient de echipe de reparare.

Cea de-a doua metodă se poate aprofunda utilizând lucrarea [6], unde este prezentat, de asemenea, un algoritm performant al acestei metode. Aceasta necesită însă mai multă memorie de calcul şi deci este mai puţin recomandată pentru sisteme mari.

1.2.3 Calculul fiabilităţii şi disponibilităţii sistemelor

Din prezentările anterioare au rezultat următoarele relaţii concrete de calcul :

a) pentru sisteme cu componente statistic independente :

- pentru fiabilitatea sistemelor cu componente nereparabile (fără mentenabilitate) :

$$\Lambda = \sum_{i=1}^{N}\Lambda^{(i)} = \sum_{i=1}^{N}(\prod_{r=1}^{i-1} I_2) \otimes \Lambda^{(i)} \otimes (\prod_{r=i+1}^{N} I_2) \qquad (15)$$

unde $\Lambda^{(i)}$ are forma (3) şi deci, în conformitate cu tehnica de separare rezultă că :

$$\Lambda = L;$$

- pentru mentenabilitatea sistemelor cu componente reparabile :

$$\Lambda = M = \sum_{i=1}^{N} M^{(i)} = \sum_{i=1}^{N}(\prod_{r=1}^{i-1} I_2) \otimes M^{(i)} \otimes (\prod_{r=i+1}^{N} I_2) \qquad (16)$$

unde $M^{(i)}$ are forma (5);

- pentru fiabilitatea sistemelor cu componente reparabile (cu mentenanţă):

$$\Lambda = L + M\,\mathrm{diag}\{c\} \qquad (17)$$

unde *L* are forma (3), *M* forma (5) şi *c* fiind vectorul structurii (care permite introducerea stărilor absorbante).

- pentru disponibilitatea sistemelor :

$$\Lambda = L + M, \qquad (18)$$

unde *L* şi *M* au formele (3) şi respectiv (5).

b) pentru sisteme cu componente dependente :

În situaţia de dependenţă, matricele L şi M trebuie modificate conform relaţiei (14) ,utilizându-se pentru generatoarele componentelor, formele prezentate mai sus.

2. Exemple de generare a generatoarelor markoviene prin algebră Kronecker

Se vor prezenta câteva exemple de utilizare a metodei de generare Kronecker, atât pentru validarea relaţiilor de calcul, cât şi pentru confirmarea dificultăţilor pe care le introduce această metodă. Trebuie subliniat că ea oferă o **generare automată** a generatoarelor markoviene, foarte uşor de aplicat pentru sistemele cu componente independente şi care necesită multe precauţii pentru sistemele cu dependenţă, precauţii care intervin de altfel şi la celelalte metode.

2.1. Sisteme cu componente independente (statistic independente)

Fie sistemul tehnologic şi diagrama sa de fiabilitate prezentate în figura 2 *a* şi *b*. Este vorba

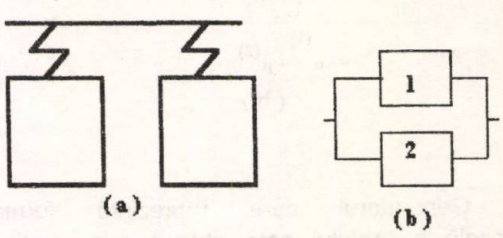


Fig. 2

de o centrală termică cu două cazane legate în paralel, funcţionarea normală impunând cel puţin un cazan disponibil.

Dacă componentele au un comportament markovian, fie $\Lambda^{(i)}$ generatoarele lor :

$$\Lambda^{(i)} = \begin{bmatrix} -\lambda^{(i)} & \mu^{(i)} \\ \lambda^{(i)} & -\mu^{(i)} \end{bmatrix}.$$

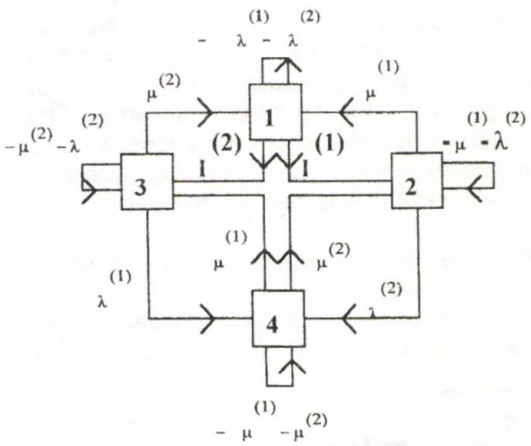
Se va prezenta deducerea generatorului sistemului prin metoda clasică şi de asemenea prin algebră Kronecker, deci ca o generare automată.

a. Metoda clasică (manuală)

În ipoteza că nu există restricţii de reparare, în figura 3 se prezintă stările şi graful de tranziţii al sistemului. S-a considerat că în situaţia în care sistemul se afla în starea cu o componentă defectă, cealaltă componentă nu-şi schimbă intensitatea de defectare, deci este vorba de un sistem cu componente independente.

Starea	COMPONENTA	
	1	2
1	1	2
2	$\bar{1}$	2
3	1	$\bar{2}$
4	$\bar{1}$	$\bar{2}$

(a)



(b)

Fig. 3.

Generatorul care reprezintă forma matriceală a grafului este obţinut prin analiza stărilor şi tranziţiilor, în concordanţă cu regulile de funcţionare ale sistemului. De aici rezultă deci :

$\Lambda =$

Starea	1	2	3	4
1	$-\lambda^{(1)} - \lambda^{(2)}$	$\mu^{(2)}$	$\mu^{(1)}$	0
2	$\lambda^{(2)}$	$-\lambda^{(1)} - \mu^{(2)}$	0	$\mu^{(1)}$
3	$\lambda^{(1)}$	0	$-\lambda^{(1)} - \mu^{(2)}$	$\mu^{(2)}$
4	0	$\lambda^{(1)}$	$\lambda^{(2)}$	$-\mu^{(1)} - \mu^{(2)}$

b. Generare prin algebră Kronecker

Ţinând cont că sistemul analizat este fără dependenţă, se aplică relaţia (12) şi se obţine generatorul Λ :

$$\Lambda = \Lambda^{(1)} \oplus \Lambda^{(1)} = \begin{bmatrix} -\lambda^{(1)} & \mu^{(1)} \\ \lambda^{(1)} & -\mu^{(1)} \end{bmatrix} \oplus \begin{bmatrix} -\lambda^{(2)} & \mu^{(2)} \\ \lambda^{(2)} & -\mu^{(2)} \end{bmatrix} =$$

$$= \begin{bmatrix} -\lambda^{(1)} & \mu^{(1)} \\ \lambda^{(1)} & -\mu^{(1)} \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} -\lambda^{(2)} & \mu^{(2)} \\ \lambda^{(2)} & -\mu^{(2)} \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} -\lambda^{(1)} & 0 & \mu^{(1)} & 0 \\ 0 & -\lambda^{(1)} & 0 & \mu^{(1)} \\ \lambda^{(1)} & 0 & -\mu^{(1)} & 0 \\ 0 & \lambda^{(1)} & 0 & -\mu^{(1)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\lambda^{(2)} & \mu^{(2)} & 0 & 0 \\ \lambda^{(2)} & -\mu^{(2)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\lambda^{(2)} & \mu^{(2)} \\ 0 & 0 & \lambda^{(2)} & -\mu^{(2)} \end{bmatrix} =$$

$=$

Starea	11	12	21	22
11	$-\lambda^{(1)} - \lambda^{(2)}$	$\mu^{(2)}$	$\mu^{(1)}$	0
12	$\lambda^{(2)}$	$-\lambda^{(1)} - \mu^{(2)}$	0	$\mu^{(1)}$
21	$\lambda^{(1)}$	0	$-\lambda^{(1)} - \mu^{(2)}$	$\mu^{(2)}$
22	0	$\lambda^{(1)}$	$\lambda^{(2)}$	$-\mu^{(1)} - \mu^{(2)}$

Stările sistemului se pot genera de asemenea prin produs Kronecker. Rezultă :

$$S = S_1 \otimes S_2 = \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 11 \\ 12 \\ 21 \\ 22 \end{bmatrix}$$

unde S_1, S_2 sunt stările componentelor.

Se poate constata că generatorul este echivalent celui obţinut prin metoda clasică (manuală) şi se poate remarca avantajul de a-l obţine în mod automat.

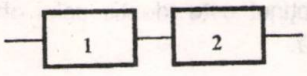
2.2. Sisteme cu componente cu dependente ce modifică starea

În practica de modelare a fiabilităţii sistemelor se utilizează frecvent metoda diagramelor de fiabilitate echivalente. Printre structurile foarte răspândite este şi structura de tip serie, la care sistemul se găseşte în stare de

succes atâta timp cât toate componentele sale funcţionează. La avarierea unei componente celelalte sunt oprite până la remedierea avariei. Este un exemplu tipic de dependenţă.

a. Metoda clasică

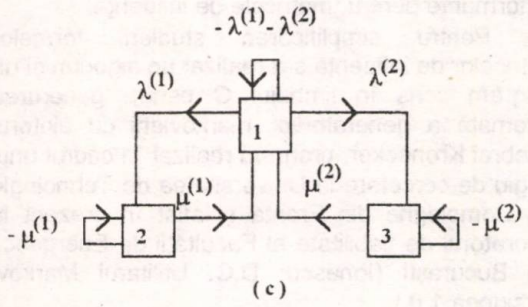
În figura 4 *a*, *b*, *c*, în ipoteza că sistemul se comportă markovian, se prezintă diagrama de fiabilitate a unui sistem tehnologic, stările şi graful tranziţiilor asociate . Acceptând ipoteza markoviană, s-a exclus posibilitatea ca două componente să se defecteze în acelaşi timp. Dependenţa care există, se reflectă în analiza stărilor şi tranziţiilor.



(a)

Strile sistemului	COMPONENTA	
	1	2
1	1	2
2	$\overline{1}$	2
3	1	$\overline{2}$

(b)



(c)

Fig. 4.

Generatorul obţinut este :

$\Lambda =$

Starea	1	2	3
1	$-\lambda^{(1)}$	$\mu^{(1)}$	$\mu^{(2)}$
2	$\lambda^{(1)}$	$-\mu^{(1)}$	0
3	0	0	$-\mu^{(2)}$

b. Generare prin algebră Kronecker

Când sistemul se află într-o stare în care o componentă este defectă, el îşi pierde funcţia programată şi deci trebuie să fie oprit pentru reparaţie. Deci, se pot defini, în spiritul generării Kronecker, dependenţele :

- când componenta 1 este defectă, componenta 2 nu se poate defecta (pentru că este oprită);
- când componenta 2 este defectă, componenta 1 nu se poate defecta.

Ele conduc la varianta de dependentă modelată prin matricele G_{ij} (14). Se poate deci scrie :

$$G_{12} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \qquad G_{21} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

G_{12} va combina tranziţiile componentei **1** cu tranziţiile componentei **2**, eliminând simultaneitatea: componenta **2** defectă şi componenta **1** în tranziţie prin defectare. G_{21} intervine în acelaşi mod.

Ţinându-se cont că generatoarele componentelor $G^{(i)}$ sunt :

$$G^{(i)} = \begin{bmatrix} -\lambda^{(i)} & \mu^{(i)} \\ \lambda^{(i)} & -\mu^{(i)} \end{bmatrix}$$

se obţine aplicând relaţia (14) :

$$\Lambda = \begin{bmatrix} -\lambda^{(1)} & \mu^{(1)} \\ \lambda^{(1)} & -\mu^{(1)} \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} -\lambda^{(2)} & \mu^{(2)} \\ \lambda^{(2)} & -\mu^{(2)} \end{bmatrix} =$$

Starea	11	12	21	22
11	$-\lambda^{(1)}$	0	$\mu^{(1)}$	0
12	0	0	0	0
21	$\lambda^{(1)}$	0	$-\mu^{(1)}$	0
22	0	0	0	0

+

Starea	11	12	21	22
11	$-\lambda^{(2)}$	$\mu^{(2)}$	0	0
12	$\lambda^{(2)}$	$-\mu^{(2)}$	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0

=

	11	12	21	22
11	$-\lambda^{(1)}-\lambda^{(2)}$	$\mu^{(2)}$	$\mu^{(1)}$	0
12	$\lambda^{(2)}$	$-\mu^{(2)}$	0	0
21	$\lambda^{(1)}$	0	$-\mu^{(1)}$	0
22	0	0	0	0

Se poate observa că la generarea Kronecker există o stare suplimentară 22 (componente defecte simultan), dar, logica dependenţei a eliminat-o (absenţa tranziţiilor spre această stare). Deci generarea este echivalentă.

2.3. Sisteme cu tranziţii dependente de starea sistemului

Fie un caz mai complex, rezultat din exemplul din figura 2, în care se consideră că dacă un cazan se defectează, celălalt va avea o intensitate de defectare mai mare (cazul unui sistem 2 x 50%). In consecintă, în ipoteza unui comportament markovian, generatorii componenelor sunt :

$$G^{(i)} = \begin{bmatrix} -\lambda^{(i)} & \mu^{(i)} \\ \lambda^{(i)} & -\mu^{(i)} \end{bmatrix} \qquad G'^{(i)} = \begin{bmatrix} -\lambda'^{(i)} & \mu^{(i)} \\ \lambda'^{(i)} & -\mu^{(i)} \end{bmatrix}$$

Utilizându-se metoda clasică, dependenţa modifică graful tranziţiilor şi bineînţeles şi generatorul. El se obţine dacă în tranziţiile (2,4), (2,2), (3,4), (3,3) se înlocuiesc intensităţile $\lambda^{(i)}$ cu $\lambda'^{(i)}$.

Generare prin algebră Kronecker

Dependenţele care se iau în considerare sunt :

- dacă componenta 1 este defectă, atunci componenta 2 va avea o intensitate de defectare superioară : $\lambda'^{(2)} > \lambda^{(2)}$;
- dacă componenta 2 este defectă, atunci componenta 1 va avea o intensitate superioară de defectare: $\lambda'^{(2)} > \lambda^{(2)}$.

Ţinând cont că dependenţele se referă la defecte, generatorul trebuie obţinut pornindu-se de la forma descompusă a generatorilor. Rezultă :

$$\Lambda = L + M \qquad \text{şi} \qquad \Lambda^{(i)} = L^{(i)} + M^{(i)}.$$

Din (14) se obţine :

$$L = L^{(1)} \otimes G_{12} + G_{21} \otimes L^{(2)} =$$

$$= \begin{bmatrix} -\lambda^{(1)} & 0 \\ \lambda^{(1)} & 0 \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & g_{22}^{(2)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & g_{22}^{(1)} \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} -\lambda^{(2)} & 0 \\ \lambda^{(2)} & 0 \end{bmatrix}$$

unde $g_{22}^{(i)}$ sunt coeficienţii de influenţă. Matricea L reprezintă numai contribuţia tranziţiilor produse de defectare în generatorul sistemului.

$$L = \begin{bmatrix} -\lambda^{(1)} & 0 & 0 & 0 \\ \lambda^{(2)} & -\lambda^{(1)} g_{22}^{(2)} & 0 & 0 \\ \lambda^{(1)} & 0 & -\lambda^{(2)} g_{22}^{(1)} & 0 \\ 0 & \lambda^{(1)} g_{22}^{(2)} & \lambda^{(2)} g_{22}^{(1)} & 0 \end{bmatrix}$$

Ţinând cont că mentenanţa nu impune restricţii, se calculează matricea M cu relaţia (12).

Se obţine : $M = M^{(1)} \otimes I_2 + I_2 \otimes M^{(2)} =$

$$= \begin{bmatrix} 0 & \mu^{(1)} \\ 0 & -\mu^{(1)} \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} 0 & \mu^{(2)} \\ 0 & -\mu^{(2)} \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 0 & \mu^{(2)} & \mu^{(1)} & 0 \\ 0 & -\mu^{(2)} & 0 & -\mu^{(1)} \\ 0 & 0 & -\mu^{(1)} & \mu^{(2)} \\ 0 & 0 & 0 & -\mu^{(1)} - \mu^{(2)} \end{bmatrix}$$

şi deci generatorul sistemului este :

$$\Lambda = L + M = \begin{bmatrix} -\lambda^{(1)} - \lambda^{(2)} & \mu^{(2)} & \mu^{(1)} & 0 \\ \lambda^{(2)} & -\lambda^{(1)} g_{22}^{(2)} - \mu^{(2)} & 0 & \mu^{(1)} \\ \lambda^{(1)} & 0 & -\lambda^{(2)} g_{22}^{(1)} - \mu^{(1)} & \mu^{(2)} \\ 0 & -\lambda^{(1)} g_{22}^{(2)} & -\lambda^{(2)} g_{22}^{(1)} & -\mu^{(1)} - \mu^{(2)} \end{bmatrix}$$

Dacă se consideră că:

$$\lambda^{(i)} g_{22}^{(i)} = \lambda'^{(i)}$$

generatorul obţinut este identic celui obţinut prin metoda clasică.

Concluzii

Din analiza prezentată se pot evidenţia următoarele concluzii mai importante :

- generarea automată este o necesitate pentru modelarea sistemelor complexe;
- generarea automată devine tot mai dificilă cu cât dependenţele sunt mai numeroase;
- generarea cu ajutorul algebrei Kronecker nu rezolvă complet problema decât în cazul sistemelor cu componente independente, situaţie în care există şi alte tehnici comparabile;
- generarea cu ajutorul algebrei Kronecker rezolvă complet generarea automată pentru sistemele cu dependente care nu modifică starea altor componente, pentru celelalte trebuind să se analizeze şi să stabilească alte forme mai performante pentru matricele de influenţă.

Pentru simplificarea studierii formelor matricelor de influenţă s-a realizat un algoritm şi un program scris în limbajul C pentru generarea automată a generatorilor markovieni cu ajutorul algebrei Kronecker, program realizat în cadrul unui stagiu de cercetare la Universitatea de Tehnologie din Compiegne din Franta şi aflat în prezent la laboratorul de fiabilitate al Facultăţii de Energetică din Bucureşti (Ionescu. D.C. Utilitarul Markov, versiunea 1.0.).

BIBLIOGRAFIE

[1] Nitu, V.I., Ionescu, D.C. *Fiabilitatea în energetică*, Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1980

[2] Amoia, V. De Micheli, G. , Santomauro, M. *Computer-Oriented Formulation of Tranzition-Rate Matrices via Kronecker Algebra*, IEEE Transaction on Reliability, vol. R-30, No.2, juin 1981, pp. 123-132.

[3] Cafaro, G., Corsi, F., Vacca, F. *Multistate Markov Models and Structural Properties of the Tranzition-Rate Matrix*. În: IEEE Transaction on Reliability, vol. R-35, No.2, juin 1986, pp. 192-200.

[4] Papazoglu, I.A., Gyftopoulos, E.P. *Markov Processes for Reliability Analizes of Large Sistems.* În: IEEE Transaction on Reliability, vol. R-26, No.3, august 1977.
[5] Aldemir, T. *Computer-Assisted Markov Failure Modeling of Process Control Sistems.* În: IEEE Transaction on Reliability, vol. R-306 No.1, juin 1987, pp. 133 - 144.
[6] Lesanovsky, A. *Multistate Markov Models for Sistems with Dependent Units.* În: IEEE Transaction on Reliability, vol. R-37, No.5, december 1988, pp. 505-511.
[7] Pages, A., Gondran, M. *Fiabilité des systemes,* Editions Eyrolles, 1980, Paris.
[8] Grimmett, G.R., Stirzaker, D.R. *Probability and Random Processes,*Clarendon Press Oxford, 1992.
[9] Bellman, R. *Introducere în analiza matriceală,* Editura Tehnică, Bucureşti, 1969.

Referent: prof. dr. ing. Ioan Bacivarof - Catedra de Tehnologie Electronică şi Fiabilitate - Universitatea "Politehnica" Bucureşti

(Primit la 5 martie 1996, acceptat la 17 iunie 1996)

RECENZIE

David LANE **Italian Electricity Towards Privatisation and Beyond 2000(Industria energiei din Italia spre privatizare şi perspectivele acesteia după anul 2000),** Ed. Pearson Professional Limited Financial Times Energy Publishing, London, 1995

Lucrarea prezintă o foarte largă şi pertinentă analiză a situaţiei industriei energiei şi în special a energiei electrice în Italia, efectuată de pe poziţii foarte obiective (autorul nefiind implicat în interesele părţilor), cu o documentaţie largă şi informaţii primite de la toate organele şi organizaţiile interesate şi intrate în focul pregătirii deciziilor.

Spre sfârşitul anului 1995 industria italiană a energiei electrice părea că va trece printr-o transformare profundă, ca acum 33 de ani, când se făcuse pasul invers al acţiunii de naţionalizare.

Creat pe baza legii aprobate în decembrie 1962, ENEL-ul a început lansarea acţiunilor sale ca o corporaţie privatizată, în prima jumătate a anului 1996.

Succesele ENEL-ului, ca urmaş al unificării celor peste 1200 de companii, au fost evidente. Consumul de energie electrică a crescut mai mult de patru ori între 1963-1994, cu o creştere de cinci ori a consumului casnic pe cap de locuitor. Aproximativ în anul 1990 electrificarea Italiei atinsese practic 99,7%.

Vânzarea de energie de către ENEL din anul 1994 a fost de 205 TWh, ceea ce a plasat această companie înaintea Franţei (EdF) şi Japoniei (Tokyo Electric Power Company).

În acest an, ENEL a avut o capacitate instalată de 54,5 GW şi o producţie netă de 173 TWh.

Forţa de muncă a fost diminuată drastic, de la circa 112200 salariaţi în 1990 la 96400 în mijlocul anului 1995. Se prevăd reduceri de personal în continuare.

Discuţiile şi dezbaterile privitoare la sectorul energiei electrice au dus la ideea că în acest sector competiţia nu este prioritară.

Propria conducere a ENEL-ului a luptat pentru menţinerea unei corporaţii integrate vertical, în ciuda cererilor puternice ale autorităţilor antitrust, ca să se folosească ocazia privatizării pentru a se obţine o competiţie reală în industria energiei.

Totuşi, s-au făcut câteva progrese în liberalizarea sectorului. In condiţiile unei lipse de putere instalată, guvernul a încurajat producătorii independenţi de energie electrică încă din 1980, iar legislaţia oficializată la începutul anului 1991 le-a dat un rol mai important.

Producătorii particulari şi producătorii municipali au început să profite de această legislaţie. Totuşi, la începutul anului 1995 producătorii non-ENEL aveau mai puţin de 20% din puterea instalată.

În timp ce cererea de energie electrică va creşte constant, expansiunea semnificativă a producătorilor non-ENEL va depinde de ENEL, căruia i se va cere să mai cedeze din "strânsoare".

Introducerea unei competiţii reale în industria alimentării cu energie electrică este o mare problemă.

Industria însăşi, şi în particular ENEL vor avea de răspuns spre anul 2000 altor mari întrebări ca, de exemplu, diversificarea continuă a combustibililor, în care ENEL în mod clar a avut eşecuri. Absenţa producţiei nucleare încă din 1987 nu a fost compensată prin extinderea folosirii cărbunelui. Continua dependenţă de combustibilul lichid şi de gazul natural, a creat o dereglare costisitoare şi riscantă a balanţei.

Preluarea unor programe de construire de centrale electrice noi, în timp şi în cadrul bugetului, este o altă problemă gravă în care ENEL a dat greş.

Investitorii vor dori să vadă un progres substanţial în aceste două domenii. Ei sunt probabil interesaţi în felul cum ENEL-ul privatizat va privi necesitatea depolitizării. Ca toate corporaţiile din sectoarele publice, ENEL a fost foarte intens politizat, politicienii având aici o zonă de vânătoare în care au apărut scandaluri de corupţie şi altele.

"Visteria" italiană ţine probabil la structura actuală, ENEL fiind de mai mulţi ani un stâlp puternic, şi bineînţeles ţine la "veniturile de aur" ale acestei companii.

Locurile Consiliilor vor fi dominate de reprezentanţii guvernului; acapararea politică va continua. Din punctul de vedere al investitorului privat, privatizarea majoră în Italia trebuie încă să-şi demonstreze succesul.

A investi în prezent în Italia este un act de curaj şi de încredere. Ar putea ENEL să depăşească îndoielile şi să recâştige încrederea publicului ?

Lucrarea este împărţită în 6 capitole, fiecare din ele tratând câte o problemă de o deosebită actualitate, nu numai pentru Italia, ci şi pentru întreaga lume.

Cap. I este intitulat : **"De la naţionalizare la privatizare, mergând înainte prin întoarcerea ceasului înapoi".** Plecând de la situaţia energetică a Italiei în 1962 se comentează legea naţionalizării şi înfiinţarea ENEL. Se discută aspectele cererii de energie în industrie, în consumul casnic etc. şi cele ale producerii, între care probleme deosebite pentru Italia au fost: energia nucleară şi dificultăţile diversificării combustibilului. Italia a devenit o mare importatoare de combustibil.

Cap. II prezintă elemente de la dezbaterile care au avut loc în legătură cu privatizarea, din care autorul trage o concluzie dură: "multe vorbe, puţine fapte".

În **cap. III** se fac consideraţii despre domeniul legislativ, inclusiv despre problemele tarifelor.

Cap. IV prezintă organizarea ENEL azi, sub formă de corporaţie.

Cap. V dezvoltă consideraţiile privind speranţele şi dezamăgirile producătorilor privaţi . Sunt analizate chiar vechile companii existente înainte de privatizare.

Ultimul capitol (**cap. VI**) prezintă consideraţiile autorului cu privire la tendinţele de viitor, având în vedere corelările necesare şi disfuncţionalităţile existente.

Lucrarea este deosebit de atrăgătoare şi prin conţinut şi tratare, apare ca un instrument de analiză şi lucru pentru alte industrii ale energiei din alte ţări (inclusiv ţara noastră).

Prin libertatea gândirii folosită din plin, consideraţiile sunt cu atât mai valoroase.

dr. ing. Eugeniu Pavel

ASUPRA UTILIZĂRII REŢELELOR PETRI ŞI A PROCESELOR ALEATOARE SEMI-MARKOV ÎN MODELAREA ŞI ANALIZA FIABILITĂŢII SISTEMELOR ENERGETICE CU MENTENANŢĂ PROGRAMATĂ

ş.l. ing. ANATOLI PAUL ULMEANU *

Analiza fiabilităţii, disponibilităţii şi mentenabilităţii sistemelor energetice de producere, transport sau distribuţie a energiei electrice sau termice este adesea îngreunată datorită multiplelor dependenţe induse de politicile specifice de mentenanţă, numărului mare de regimuri de exploatare şi posibilităţii considerării unor distribuţii generale (neexponenţiale) a perioadelor de funcţionare şi a duratelor acţiunilor de mentenanţă. In aceste condiţii, utilizarea metodelor *clasice* de analiză este limitată sub aspectul modelării cât mai *fidele* a tuturor caracteristicilor sistemului.

In acest context, articolul prezintă oportunitatea utilizării combinate a posibilităţilor oferite de reţelele Petri şi modelarea matematică de tip semi-Markov în domeniul analizelor de fiabilitate a sistemelor energetice, în particular a celor mai interesante şi răspândite, cele cu mentenanţă programată. Procedurile de calcul utilizează pachetul de programe MATLAB şi sunt rulate pe un calculator PC-486. In final, caracteristicile numerice sunt comparate şi interpretate, în vederea obţinerii şi fundamentării unor politici de mentenanţă şi exploatare raţionale.

The reliability availability and maintenability analysis of the electric or thermal power, generation, transmission and distribution systems is often more difficult to perform due to the multiple dependences on the specific policies of maintenance, on the great number of operation conditions, and the possibility to consider overall distribution (non-exponential) of the operation periods of time and the maintenance activities duration. Under these circumstances the usage of conventional methods of analysis is limited in what the most precise modelling of all the system characterists is concerned.

Within this context, the article presents the opportunity of the combined usage of the Petri Nets possibilities, as well as of the mathematical modelling of the semi-Markov type in the field of power systems analyses, especially in the field of the most interesting and intensely used ones with programmed maintenance. The computation procedures make use of the MATLAB programmes package and are run on a PC-486 computer. Finally, the digital characteristics are compared and interpreted in order to obtain and establish the bases of maintenance and effective operation policies.

Descriptori: reţele Petri, mentenanţă

Introducere

Exploatarea sistemelor de producere, transport sau distribuţie a energiei electrice şi/sau termice în condiţiile unui număr important de factori **externi** posibil perturbatori (apelul restrictiv la resursele financiare şi de materii prime, modificări ale sarcinii termice urbane/industriale etc.) devine o problemă foarte dificilă. Singura posibilitate rămâne o politică de exploatare şi mentenanţă, care să limiteze sensibil influenţa factorilor **interni** posibil perturbatori, astfel încât sistemele energetice analizate să se încadreze în indicatorii economici de disponibilitate sau de consum specific stabiliţi. În acest context, articolul propune o modelare şi o analiză a fiabilităţii sistemelor energetice în condiţiile luării în considerare a dependenţelor reale induse de acţiunile de mentenanţă, a unor distribuţii generale (*non*-exponenţiale), a perioadelor de funcţionare şi a duratelor acţiunilor de intervenţie, în vederea *evaluării* şi *fundamentării* politicilor curente de exploatare şi mentenanţă. Articolul este structurat în şase părţi. După introducere şi notaţii, partea a treia prezintă sintetic indicatorii de disponibilitate, insistând asupra distribuţiilor utilizate în analizele de fiabilitate a sistemelor *energetice*. Modelarea acestora, folosind simbolurile grafice şi principiile de construcţie a reţelelor Petri, este prezentată în

* Universitatea "Politehnica" Bucureşti, Facultatea de Energetică

partea a patra a articolului. Evaluarea matematică a modelului apelând la rezultate şi teoreme importante din teoria proceselor aleatoare semi-Markov este evidenţiată în partea a cincea.

În final,caracteristicile numerice obţinute sunt prezentate, comparate şi interpretate

1. Notaţii

S - mulţimea stărilor sistemului analizat.

U, D - submulţimea stărilor de funcţionare, respectiv de defect ale sistemului analizat (reuniunea lor este mulţimea S şi $U \cap D = \phi$

N - numărul total de stări $(N = card\{U\})$.

m - numărul de stări de funcţionare $(m = card\{F\})$

I - matricea unitate

$(\Omega, B, Prob)$ - spaţiul de probabilitate în care este analizat sistemul; Ω este mulţimea evenimentelor elementare ataşate sistemului; B este câmpul complet de evenimente, iar Prob este măsura de probabilitate asociată realizării sau nerealizării oricărui eveniment din B.

$E[Y]$ - valoarea medie (aşteptată) a variabilei aleatoare Y.

$\mathbf{P} = (p_i)_{i \in S}$ - vectorul coloană al cărui termen p_i este probabilitatea ca sistemul analizat să fie în starea i, în regim staţionar.

$\mathbf{X} = \{X_k ; k \in N\}$ - proces aleator cu timp discret, ataşat modelării semimarkoviene. X_k este a "k"-a stare observată - ordonare în timp - a sistemului $(X_k \in S)$

$\mathbf{T} = \{T_k ; k \in N\}$ - proces aleator cu timp discret, ataşat modelării semimarkoviene. T_k este momentul de timp al celui de-al "k"-lea salt (schimbare stare) al sistemului.

$\mathbf{Q}(t) = \left(Q_{ij}(t)\right)_{i,j \in S}$ - matricea kernel a procesului semiMarkov. Prin definiţie,

$$Q_{ij}(t) = Prob\{X_{n+1} = j,\ T_{n+1} - T_n \le t \mid X_n = i\}.$$

$\mathbf{A} = \left(a_{ij}\right)_{i,j \in S}$ - matricea probabilităţilor de tranziţie directă din starea i∈S în starea j∈S.

Avem $a_{ij} = \lim_{t \to \infty} Q_{ij}(t)$.

$\mathbf{Z} = \{Z_t ; t \ge 0\}$- procesul semiMarkov asociat cu (X,T), definit pentru orice $t \ge 0$ şi $\omega \in \Omega$: $Z_t = X_n(\omega)$ dacă $T_n(\omega) \le t < T_{n+1}(\omega)$.

$\pi = (\pi_i)_{i \in S}$ - vectorul linie al cărui termen π_i este probabilitatea ataşată procesului aleator **X** în starea i, în regim staţionar.

$\mathbf{F}(t) = \left(F_{ij}(t)\right)_{i,j \in S}$ - matricea funcţiilor de tranziţie între stările sistemului. Prin definiţie,

$$F_{ij}(t) = Prob\{T_{n+1} - T_n \le t \mid X_n = i, X_{n+1} = j\}.$$

$H_i(t)$ - distribuţia timpului de sejur necondiţionat în starea $i \in S$.

Avem $H_i(t) = Prob\{T_1 \le t \mid X_0 = i\} = \sum_k Q_{ik}(t)$.

$\mathbf{e} = (e_i)_{i \in S}$ - vectorul coloană al timpilor medii de sejur *necondiţionat* în stările i∈S ale sistemului. Prin definiţie, $e_i = E[T_{n+1} - T_n \mid X_n = i]$.

$\mathbf{ce} = (ce_{ij})_{i,j \in S}$ - matricea timpilor medii de sejur *condiţionat* în stările sistemului.

Prin definiţie,

$$ce_{ij} = E[T_{n+1} - T_n \mid X_n = i, X_{n+1} = j].$$

λ_{ij} - intensitatea de tranziţie echivalentă din starea i∈S în starea j∈S.

2. Oportunitatea utilizării modelării de tip semiMarkov

Procesele semiMarkov au fost introduse simultan de Lévy [4] şi Smith [5]. Cox [6], Çinlar [7] şi Pyke [8] au studiat proprietăţile lor şi au dat teoreme esenţiale. Aplicaţii diverse ale proceselor semiMarkov se întâlnesc mai ales în domeniul mentenanţei industriale, al analizelor de fiabilitate în domeniul sistemelor aeronautice şi de calcul automat etc.

În cadrul acestor domenii de aplicaţii, sistemele energetice - indiferent de natura termohidraulică, mecanică, electrică sau electronică a fenomenelor implicate - ocupă un loc important. Aceasta rezultă direct din avantajul *distinct* - oferit de o modelare tip semiMarkov - acela de a putea utiliza distribuţii ale timpilor de sejur în stări ale sistemelor, nu neapărat *exponenţiale*.

Trei cerinţe sunt fundamentale în analizele de fiabilitate şi disponibilitate :

- descrierea procesului fizic şi a modurilor de defectare ale sistemului;
- descrierea acţiunilor de reparare şi mentenanţă;
- descrierea configuraţiei sistemului şi modelarea funcţională a acestuia.

În descrierea procesului fizic de defectare, funcţia *exponenţială* a fost şi este utilizată, în majoritatea cazurilor, pentru calculul distribuţiei

timpilor de apariţie a defectelor. Cel puţin în cazul componentelor electronice, argumentul utilizării distribuţiei exponenţiale constă în faptul că acestea, în general, nu suferă de procese de îmbătrânire, uzură sau oboseală induse de regimul de funcţionare sau de condiţiile de mediu. Cu alte cuvinte, intensitatea de defectare este constantă în timp. Componentul analizat nu are vârstă, el fiind la fel de "tânăr" sau de "bătrân" ca şi în momentul iniţial. Facilitatea evaluării analitice şi numerice a modelelor ce presupun distribuţii exponenţiale este unanim recunoscută, dar la fel de bine sunt precizate şi limitele de aplicabilitate [3,7], utilizarea inadecvată a acestora conducând la erori semnificative de calcul şi concluzii eronate.

În descrierea acţiunilor de reparaţii şi mentenanţă, distribuţia *exponenţială* este, de asemenea, în general utilizată. Raţiunea constă în faptul că, în mod particular pentru sistemele electronice, este observată o frecvenţă *mare* a intervenţiilor *scurte* de reparaţii şi una foarte mică a duratelor *apreciabile* de intervenţii. Aceasta este tipic distribuţiei *exponenţiale*. Oricum, ca şi la procesele fizice de defectare, avantajul oferit de uşurinţa modelării matematice în cazul distribuţiei exponenţiale atât pentru timpii de funcţionare, cât şi pentru cei de defect pune serioase limitări în privinţa credibilităţii rezultatelor obţinute. Sistemele modelate în astfel de ipoteze practic nu au "memorie", cunoaşterea trecutului lor neconţinând nici un fel de date predictive. Mai mult, sistemele energetice sunt caracterizate de proceduri de mentenanţă specifice, care induc următoarele tipuri principale de *dependenţe*:

1) proceduri de mentenanţă la care iniţierea reparării unui component observat defect depinde de starea în care se găseşte sistemul (celelalte componente). De exemplu, este aşteptată încheierea reparării uneia sau mai multor componente ale sistemului care se aflau deja în reparaţie, pentru iniţierea procedurii de intervenţie la componentul defect. Considerente tehnologice impuse de regimul curent de funcţionare, accesibilitate la componentul defect (condiţii meteo, număr echipe de reparaţii, imposibilitatea izolării sale totale hidraulice sau electrice) induc dependenţe care fac ca, în final, timpul său de defect să fie mai *mare* decât cel efectiv de reparare/restabilire şi să fie de durată *dependentă* de configuraţia sistemului în momentul apariţiei defectului;

2) proceduri de mentenanţă la care un component este observat defect numai cu ocazia aplicării periodice a procedurilor de testare, inspecţie sau diagnoză. În acest caz, iniţierea reparării componentului poate fi independentă de starea în care se găseşte sistemul (celelalte componente), dar este dependentă, în principal, de frecvenţa acţiunilor de inspecţie sau diagnoză, unele dintre modurile de defectare putând fi observate numai cu aceste ocazii. Majoritatea sistemelor în aşteptare (grupuri diesel de intervenţii, întrerupătoare cu funcţii de AAR, instalaţii de semnalizare, automatizare şi protecţii) este caracterizată de acest tip de proceduri de exploatare şi mentenanţă, o frecvenţă redusă sau chiar nulă de inspecţie sau diagnoză putând conduce la posibilitatea apariţiei de moduri de defectare cu efecte majore, atât ca durate de izolare, restabilire, cât şi ca efecte economice şi consecinţe ireversibile.

3. Utilizarea reţelelor Petri în modelarea sistemelor energetice

Reţelele PETRI sunt modele grafice şi matematice foarte generale ce permit descrierea şi studierea proceselor caracteristice sistemului analizat, cum ar fi concurenţa, distributivitatea, paralelismul, condiţionarea, într-un cadru matematic deterministic sau stochastic.

Ca model grafic, reţelele PETRI pot fi utilizate ca scheme funcţionale sau diagrame bloc. În plus, jetoane sunt utilizate pentru a simula activităţile dinamice şi concurente ale sistemului analizat.

În cele ce urmează, vom sublinia câteva elemente de bază în teoria reţelelor Petri [3]. Prin definiţie, o reţea Petri este un tip particular de graf orientat, căruia i se asociază o stare iniţială numită marcajul iniţial M_0. Există două tipuri de noduri: locurile (reprezentate prin cercuri) şi tranziţiile (reprezentate prin segmente de dreaptă îngroşată sau dreptunghiuri). Un marcaj al reţelei PETRI atribuie câte un număr de jetoane fiecăruia din locurile reţelei. În general, în modelarea proceselor caracteristice sistemului analizat tranziţiile reprezintă evenimente, iar locurile-condiţiile asociate producerii acestora sau efectele realizării/nerealizării lor. Ca regulă de bază la o reţea PETRI ordinară, o tranziţie poate fi traversată dacă există cel puţin un jeton în fiecare din locurile legate în amonte de tranziţia respectivă. După ce traversarea tranziţiei are loc, se adaugă câte un jeton în fiecare din locurile aflate în aval şi se şterge câte un jeton în fiecare din locurile aflate în amonte de tranziţia respectivă. Algoritmul de obţinere a tuturor marcajelor posibile utilizează apelul unei proceduri recursive

"Traversare" , realizând o parcurgere completă a reţelei. Lista marcajelor posibile este creată treptat, prin adăugarea fiecărui nou marcaj obţinut prin apelul procedurii "Traversare". Condiţia de ieşire din apelul recursiv este dublă: nu mai există tranziţii de traversat şi s-a revenit la marcajul iniţial M_0.

Creşterea numărului de componente ale sistemului modelat şi, implicit, al numărului de regimuri de exploatare şi de aplicare a procedurilor de mentenanţă conduce la o reţea PETRI asociată considerabilă, la limită, inoperabilă. În această situaţie, reţelele PETRI de nivel înalt (colorate sau cu predicate) sunt cele mai indicate, permiţând o descriere mult mai condensată a sistemului analizat [3]. În cele ce urmează, se va exemplifica construcţia unei astfel de reţele PETRI de nivel înalt pentru un sistem electric cu două echipamente identice, A şi B, în paralel 2x100%, cu mentenanţă preventivă secvenţială [2]. O scurtă descriere a unui astfel de sistem este necesară. Cele două echipamente identice funcţionează în structura 1x100% activ + 1x100% rezervă timp de "c" ore. Mentenanţa preventivă (MP) retrage din exploatare echipamentul care era activ pentru o durată de timp "t_0". Ambele durate de timp "c" şi "t_0" sunt fixate. Dacă nici un defect nu apare în exploatare, procedura de mentenanţă face rocadă echipamentelor A şi B: activ-rezervă, sistemul considerat parcurgând ciclic durate de funcţionare şi de retragere succesivă din exploatare a fiecăruia din echipamentele A şi B pentru aplicarea MP, "c", "t_0", "c", "t_0".

Apariţia unui defect în exploatare este tratată astfel:

- dacă acesta a apărut în timpul celor "c" ore de funcţionare, atunci echipamentul defect se izolează şi intră în procedură de reparaţie. Sistemul funcţionează 1x100%;
- dacă acesta a apărut în timpul celor "t_0" de retragere din exploatare a unuia dintre echipamente pentru MP, atunci se consideră că revenirea acestuia în serviciu şi iniţierea reparării echipamentului defect se poate face după "d" ore;
- dacă acesta a apărut pe durata funcţionării sistemului 1x100% (un echipament în funcţiune, unul în reparaţie), atunci sistemul trece complet în procedură de reparaţie.

În concluzie, fiecăruia din cele două echipamente A şi B îi sunt caracteristice patru stări posibile: în exploatare, în regim de funcţionare (activ) -starea "a"; în exploatare, în regim de rezervă (stand-by) -starea "s"; retras din exploatare, în mentenanţă preventivă - starea "p" şi retras din exploatare, în reparaţie -starea "r". Prezentarea sistemului şi a caracteristicilor de timp ce intervin în modelare este făcută în figura 1.

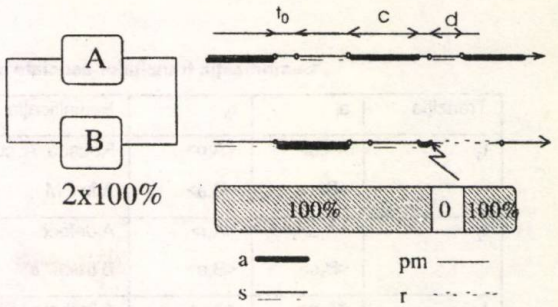


Fig. 1. Sistemul 2x100% cu mentenanţă preventivă secvenţială.

Stările sistemului şi evoluţia lui prin acestea (graful de marcaj) rezultă direct din aplicarea protocolului de exploatare şi mentenanţă descris mai sus, conducând la 17 reguli=17 subreţele PETRI colorate. Fiecăruia din cele două echipamente A şi B îi va fi asociat -în cadrul subreţelelor PETRI - un jeton colorat într-una din cele patru posibilităţi "a","s","p" sau "r". Traversarea unei tranziţii t_i (i=1,2,..17) se poate face numai dacă cele două culori ale jetoanelor sunt cele indicate prin litera înscrisă în amonte de tranziţia respectivă. Ca efect al traversării tranziţiei, culoarea jetoanelor se schimbă după cum este indicat prin litera înscrisă în aval de tranziţia respectivă.

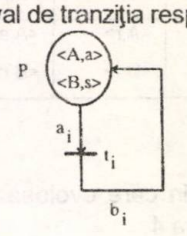


Fig. 2. Una din cele 17 subreţele PETRI colorate (i=1,2..,17); a_i şi b_i au semnificaţia prezentă în tabelul 1.

Orice reţea PETRI colorată poate fi transformată într-o reţea PETRI ordinară printr-o operaţie numită "depliere" [3]. De exemplu, subreţele colorate PETRI obţinute pentru i=1 şi i=15 sunt prezentate în figura 3 ca subreţele PETRI ordinare echivalente.

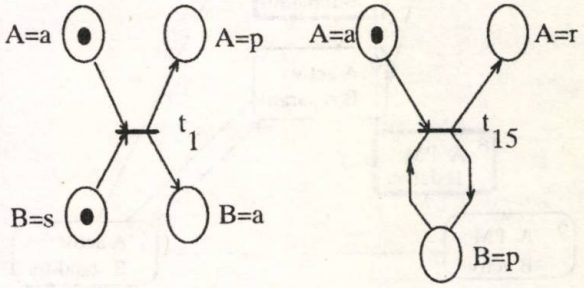


Fig.3. Exemple de "depliere" a două subreţele PETRI colorate (i=1 şi i=15).

Tabelul 1

Semnificaţia tranziţiilor asociate celor 17 subreţele PETRI colorate (fig. 2)

Tranziţia	a_i	b_i	Semnificaţia	Tranziţia	a_i	b_i	Semnificaţia
t_1	<A,a>, <B,s>	<A,p>, <B,a>	Rocadă A cu B. A în PM	t_{10}	<A,r>, <B,r>	<A,r>, <B,a>	Incheiat reparaţia la B
t_2	<A,a>, <B,s>	<A,r>, <B,a>	A defect. B trece "a"	t_{11}	<A,r>, <B,a>	<A,s>, <B,a>	Incheiat "r" la A.
t_3	<A,p>, <B,a>	<A,s>, <B,a>	A încheie MP.	t_{12}	<A,r>, <B,a>	<A,r>, <B,r>	B defectează A rămîne "r"
t_4	<A,p>, <B,a>	<A,p>, <B,r>	B defect	t_{13}	<A,s>, <B,a>	<A,r>, <B,a>	A defectează pe durată "s"
t_5	<A,p>, <B,r>	<A,a>, <B,r>	Trecere A din PM în "a"	t_{14}	<A,s>, <B,a>	<A,a>, <B,p>	Rocadă B cu A. B în PM
t_6	<A,a>, <B,r>	<A,s>, <B,a>	Incheiat "r" la B.	t_{15}	<A,a>, <B,p>	<A,r>, <B,p>	A defectează. B este în PM
t_7	<A,a>, <B,r>	<A,r>, <B,r>	B defect + A defectează	t_{16}	<A,r>, <B,p>	<A,r>, <B,a>	B solicitat să treacă "a"
t_8	<A,s>, <B,a>	<A,a>, <B,r>	B defect. A trece "a"	t_{17}	<A,a>, <B,p>	<A,a>, <B,s>	Incheiere PM la B.
t_9	<A,r>, <B,r>	<A,a>, <B,r>	Incheiat "r" la A				

În final, stările prin care evoluează sistemul sunt prezentate în figura 4.

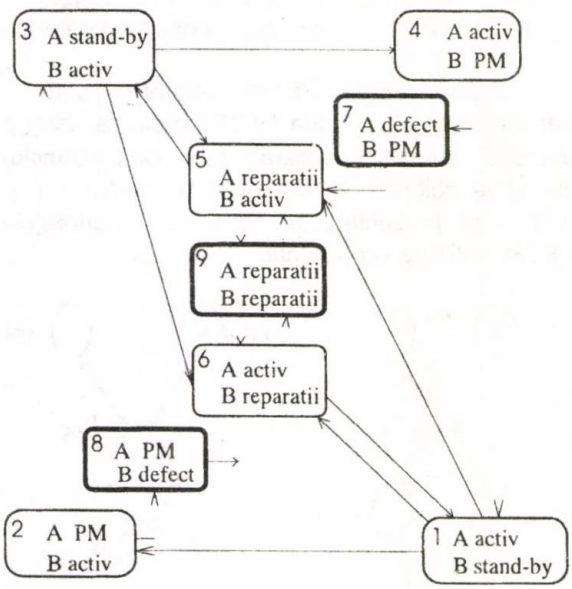


Fig. 4. Stările sistemului 2x100% cu mentenanţă preventivă secvenţială.

Stările de funcţionare ale sistemului sunt $U=\{1,2,3,4,5,6\}$, iar cele de defect sunt grupate în $D=\{7,8,9\}$.

4. Evaluarea matematică a modelului în regim staţionar

Este binecunoscut faptul că nu există o metodă generală şi exactă de rezolvare a sistemelor semiMarkov în regim tranzitoriu. Metodele existente utilizează, în principal, aproximaţii ale funcţiilor de tranziţie între stările sistemului F(t) cu ajutorul distribuţiilor de tip PH - metoda stărilor fictive - sau introduc variabile aleatoare suplimentare care facilitează rezolvarea [6]. In articolul prezent, se va prezenta sintetic una dintre metodele cele mai cunoscute de aflare a soluţiilor staţionare [1], obţinerea acestora conducând imediat la obţinerea tuturor indicatorilor de disponibilitate, fiabilitate şi mentenabilitate ale sistemului analizat.

Fundamental pentru un proces semi-Markov este matricea kernel **Q**, definită pentru orice $i,j \in S$ prin:

$$Q_{ij}(t) = \text{Prob}\left\{\begin{array}{l}\text{Z părăseşte starea i}\\ \text{pentru starea j, nu mai Z}\\ \text{târziu de momentul t}\end{array}\right.\left.\begin{array}{l}\\ \text{a început sejurul}\\ \text{în starea i la t = 0}\end{array}\right.$$

dacă $i \neq j$. Dacă $i = j$, *atunci* $Q_{ij}(t) = 0$ (1)

Funcţiile de tranziţie între stările procesului rezultă imediat :

$$F_{ij}(t) = \begin{cases} Q_{ij} / a_{ij}, & \text{dacă } a_{ij} > 0 \\ 1 & \text{dacă } a_{ij} = 0 \end{cases} \quad (2)$$

Pentru orice stare $i \in S$, timpii medii de sejur sunt:

$$e_i = \sum_{j \neq i} ce_{ij} a_{ij} \quad (3)$$

unde timpii medii condiţionaţi de sejur sunt:

$$ce_{ij} = \int_0^\infty \left[1 - F_{ij}(t)\right] dt \quad (4)$$

Procesul aleator **X** ataşat modelării semi-markoviene fiind un lanţ Markov, vectorul probabilităţii Π rezultă din rezolvarea sistemului :

$$\Pi \cdot A = \Pi \quad (5)$$

cu

$$\sum_{i \in S} \pi_i = 1 \quad (6)$$

În final, se pot determina probabilităţile de stare staţionare ale procesului semiMarkov cu relaţia:

$$p_i = e_i \cdot \pi_i \Big/ \sum_{j \in S} e_j \cdot \pi_j \quad (7)$$

Indicatorii de disponibilitate, fiabilitate şi mentenabilitate ai sistemului analizat sunt următorii:

- disponibilitatea staţionară:

$$A_\infty = \sum_{i \in U} p_i \quad (8)$$

- timpul mediu de funcţionare:

$$MUT = \sum_{i \in U} \left(e_i \cdot \pi_i\right) \Big/ \sum_{\substack{j \in D \\ k \in U}} \left(a_{jk} \cdot \pi_j\right) \quad (9)$$

- frecvenţa de trecere dintr-o stare $i \in S$ a sistemului, într-o altă stare $j \in S$, adică numărul mediu de tranziţii $i \rightarrow j$ în unitatea de timp:

$$Fr\{i \rightarrow j\} = p_i \cdot a_{ij} / e_i \quad (10)$$

- indisponibilitatea staţionară:

$$\bar{A}_\infty = \sum_{i \in D} p_i \quad (11)$$

- timpul mediu de defect:

$$MDT = \sum_{j \in U} \left(e_j \cdot \pi_j\right) \Big/ \sum_{\substack{i \in U \\ k \in D}} \left(a_{ik} \cdot \pi_i\right) \quad (12)$$

- frecvenţa defectării sistemului:

$$Fr\{D\} = \sum_{i \in S} \left[\left(p_i / e_i\right) \cdot \left(\sum_{j \in D} a_{ij}\right)\right] \quad (13)$$

- intensitatea de tranziţie echivalentă între stările procesului (pentru calculul aproximativ al sistemului, în regim staţionar, printr-o modelare Markov) :

$$\lambda_{ij} = a_{ij} / e_i \quad (14)$$

- timpul mediu între două defecte consecutive ale sistemului:

$$MTBF = MUT + MDT \quad (15)$$

În anexă sunt prezentate matricea kernel Q(t), funcţiile de tranziţie $F_{ij}(t)$ şi timpii medii de sejur în stări e_i pentru sistemul cu mentenanţă preventivă secvenţială prezentat în partea a patra. In cele ce urmează se propun pentru comparaţie trei variante:

1. Timpii de funcţionare ai celor două echipamente distribuiţi exponenţial de parametrul $\lambda_A = \lambda_B = \lambda = 1/2000\ (h^{-1})$, iar cei de reparare distribuiţi, de asemenea, exponenţial de parametrul $\mu_A = \mu_B = \mu = 1/720\ (h^{-1})$, fără nici un fel de acţiune de mentenanţă preventivă. Această variantă o vom considera de referinţă. Soluţia, în acest caz, este binecunoscută [2], fiind în fapt rezultatul unei modelări de tip Markov a unui sistem 2x100% cu componente identice cu rezervare activă:

$$MUT = \left(\mu + 2 \cdot \lambda\right) / \left(2 \cdot \lambda^2\right) = 4777{,}77 \text{ h}$$

$$MDT = 1/\left(2 \cdot \mu\right) = 360 \text{ h}$$

$$A_\infty = MUT/(MUT + MDT) \cong 0{,}93$$

$$Fr\{D\} = \left(2 \cdot \lambda \cdot \mu\right)/(\lambda + \mu)^2 \cdot T_{an} = 1{,}705 \text{ defecte/an}$$

2. Timpii de funcţionare ai celor două echipamente distribuiţi exponenţial de parametrul $\lambda_A = \lambda_B = \lambda = 1/2000\ (h^{-1})$, iar cei de reparare distribuiţi, de asemenea, exponenţial de parametrul $\mu_A = \mu_B = \mu = 1/720\ (h^{-1})$, dar cu acţiuni de mentenanţă preventivă după protocolul descris mai sus. Această variantă o considerăm pentru a aprecia justeţea intervenţiilor de MP prin raportarea la varianta 1 şi pentru a valida modelul matematic propus. Diferite configuraţii propuse pentru rulare au condus la reprezentarea grafică din figura 5 (curba a).

Se remarcă că, practic, oricum ar fi gândit protocolul de mentenanţă (în speţă timpii 'c", "t_0"), aplicarea lui în cazul distribuţiei exponenţiale a timpilor de funcţionare şi de reparare nu are rezultate în planul disponibilităţii sistemului analizat. Acest fapt era, de altfel, de aşteptat, fiind binecunoscută ineficienţa şi inoportunitatea acţiunilor de mentenanţă în acest caz [2]. Cu totul altfel vor sta lucrurile în cazul unor distribuţii nonexponenţiale. Cea mai întâlnită situaţie (timp de funcţionare - după o distribuţie Weibull - şi cel de reparare - după o distribuţie log-normală, caracteristică fenomenelor mecanice sau termice de oboseală, îmbătrânite, fluaj etc.) este prezentată în varianta următoare de calcul.

3. Fie, în acest caz:

$R_A(t) = R_B(t) = \exp(-(t/\alpha)^{\beta})$ şi $M_A(t) = M_B(t) = 1 - \int_0^t \frac{1}{0_b \cdot x \cdot \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln(x)-a)^2}{2 \cdot b^2}\right] dx$ cu $\alpha = 2256{,}8$ [h] şi $\beta = 2$, respectiv $a = 6$ [h] şi $b^2 = 1{,}16$ [h]. Aceasta revine la un timp mediu de funcţionare $MTTF_A = MTTF_B = \alpha \cdot \Gamma(1+1/\beta) \cong 2000$ [h], respectiv de reparare $MTTR_A = MTTR_B = \exp(a + b^2/2) \cong 720$ [h], adică aproximativ aceleaşi valori medii din variantele 1 şi 2, dar cu alt tip de distribuţii. Diferite configuraţii propuse pentru rulare au condus la reprezentarea grafică din figura 5 (curbele b şi c).

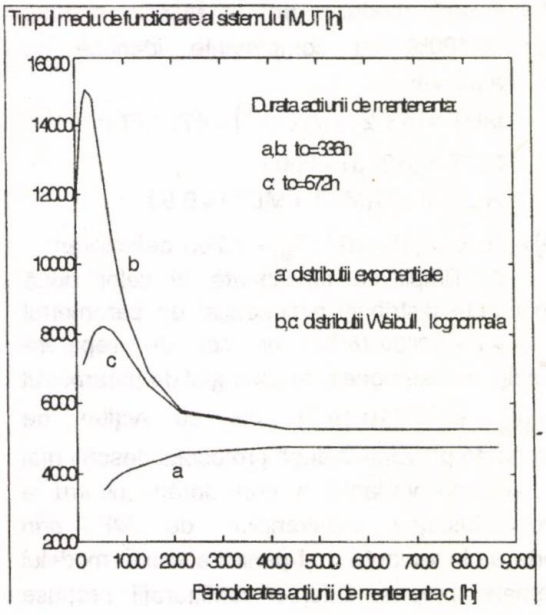


Fig. 5. Dependenţa timpului mediu de funcţionare al sistemului 2x100% de parametrii modelului şi ai politicii de mentenanţă.

Concluzii

Articolul prezintă oportunitatea utilizării combinate a posibilităţilor oferite de reţelele Petri şi a modelării matematice de tip semiMarkov în domeniul analizelor de fiabilitate a sistemelor energetice, în particular a celor mai interesante şi răspândite, cele cu mentenanţă programată. Modelul matematic propus şi transpunerea acestuia în proceduri de calcul conduc rapid la obţinerea indicatorilor de fiabilitate, disponibilitate şi mentenabilitate ai sistemului analizat. Pentru exemplificare, sistemul propus este cel mai întâlnit în practică şi în literatura de specialitate, cel cu *mentenanţă preventivă secvenţială*. De remarcat varianta a doua de calcul, bazată pe ipoteza destul de frecventă în analizele de fiabilitate, aceea a *exponenţialităţii* distribuţiilor utilizate şi diferenţele clare evidenţiate faţă de o evaluare exactă (fig.5). Prin flexibilitate şi generalitate, cuplul de modele: reţea Petri - sistem semiMarkov oferă la ora actuală cea mai puternică şi fidelă cale de modelare, rezolvare şi interpretare a analizelor de fiabilitate şi disponibilitate a sistemelor industriale, nu numai în regim staţionar, dar şi în regim tranzitoriu [10], putând fi un suport ideal în fundamentarea politicilor de exploatare şi mentenanţă (periodicitate de intervenţie, durată de inspecţie, proceduri de urmat în cazuri speciale etc.).

Anexă

Matricea kernel a sistemului cu mentenanţă preventivă secvenţial modelat semimarkovian

Matricea kernel $\mathbf{Q}(t) = \left(Q_{ij}(t); i,j \in S\right), t \geq 0$ este definită în partea a patra (rel.1).

Se notează cu $R_A(t)$ şi $R_B(t)$ funcţiile de fiabilitate ale celor două echipamente A şi B, respectiv cu $M_A(t)$ şi $M_B(t)$ funcţiile de mentenabilitate. Elementele matricei **Q** asociate tranziţiilor 1→2, 1→5, 1→6, 2→3, 2→8, 6→1, 6→9, 8→6 şi 9→6 vor fi evaluate la început. Celelalte elemente non-nule vor rezulta în baza simetriei în structura tranziţiilor şi se vor obţine prin interschimbarea A cu B.

Avem:

$$Q_{12}(t) = \text{Prob}(\text{A şi B funcţionează până la c şi } c \leq t) = \begin{cases} R_A(c) \cdot R_B(c), & \text{dacă } t \geq c \\ 0 & \text{dacă } t < c \end{cases} \quad (17)$$

$Q_{15}(t)$ = Prob(A se defectează înainte de t şi B devine activ) =

$$= \begin{cases} \int_0^t R_B(x) \cdot dR_A(x), \text{ dacă } 0 \le t \le c \\ \int_0^c R_B(x) \cdot dR_A(x), \text{ dacăt } > c \end{cases} \quad (18)$$

Pentru t>c, avem $Q_{15}(t)=Q_{15}(c)$, deoarece nici un sejur în starea 1 nu poate depăşi "c" ore.

Analog, putem scrie:

$Q_{16}(t)$ = Prob(B se defectează înainte de t şi A devine activ) =

$$= \begin{cases} \int_0^t R_A(x) \cdot dR_B(x), \text{dacă } 0 \le t \le c \\ \int_0^c R_A(x) \cdot dR_B(x), \text{dacă } t > c \end{cases} \quad (19)$$

$Q_{23}(t)$ = Prob(B nu se defectează înainte de t_0 şi $t_0 \le t$) =

$$= \begin{cases} R_B(t_0) & \text{dacă } t \ge t_0 \\ 0 & \text{dacă } t < t_0 \end{cases} \quad (20)$$

$$Q_{28}(t) = \begin{cases} 1-R_B(t), \text{ dacă } t \ge t_0 \\ 1-R_B(t_0), \text{ dacă } t < t_0 \end{cases}$$

(21)

$Q_{61}(t)$ = Prob(Final reparare B; A rămâne în serviciu) =

$$= \int_0^t R_A(x) \cdot dM_B(x) \quad (22)$$

$Q_{69}(t)$ = Prob(A se defectează pe timpul reparării lui B = $\int_0^t (1 - M_B(x) \cdot dR_A(x)$ (23)

$$Q_{86}(t) = Q_{75}(t) = \begin{cases} 1, \text{ dacă } t \ge d \\ 0, \text{ dacă } t < d \end{cases} \quad (24)$$

$Q_{96}(t)$ = Prob (A se repară în timp ce B continuă să rămână în reparaţie) = $\int_0^t (1 - M_B(x) \cdot dM_A(x)$ (25)

Celelalte elemente non-nule ale matricei $\mathbf{Q}(t)$ rezultă direct din relaţiile (16)-(25) prin inversarea A cu B. Fiind definită matricea kernel $\mathbf{Q}(t)$, rezultă matricea probabilităţilor de tranziţie $\mathbf{A} = \lim_{t \to \infty} \mathbf{Q}(t)$, funcţiile de tranzitie $F_{ij}(t)$ (conform relaţiei 2) şi, în final, următorii timpi medii de sejur în stări e_i

$$e_1 = \int_0^c R_A(t) \cdot R_B(t) dt$$

$$e_2 = \int_0^{t_0} R_B(t) dt$$

$$e_3 = \int_0^c R_A(t) \cdot R_B(t) dt$$

$$e_4 = \int_0^{t_0} R_A(t) dt$$

$$e_5 = \int_0^c R_B(t) \cdot (1 - M_A(t)) dt$$

$$e_6 = \int_0^c R_A(t) \cdot (1 - M_B(t)) dt$$

$$e_7 = e_8 = d$$

$$e_9 = \int_0^c (1 - M_B(t)) \cdot (1 - M_A(t)) dt$$

BIBLIOGRAFIE

[1] Singh, C. *Equivalent Rate Approach to Semi-Markov Processes.* În: IEEE Transactions of Reliability, vol. R-29, no.3, august 1980

[2] Barlow, R.E. *& Proschan, F. Mathematical Theory of Reliability*, New York, John Wiley & Son, 1967

[3] Murata, T. *Petri Nets: Properties, Analysis and Applications.* În: Proceedings of the IEEE, vol.77, no.4, april 1989

[4] Lévy, P. *Processus semi-markoviens.* În: Proc. Int. Cong. Math. Amsterdam, pp. 416-426, 1954

[5] Smith, W.L. *Regenerative stochastic process*, Proc. Roy. Soc. Ser. A 232, pp. 6-31, 1955

[6] Cox, R.D. *A use of complex probabilities in the theory of stochastic process*, In: Proc. Cambridge Philos. Soc. 51, pp. 313-319

[7] Çinlar, E. *Markov renewal theory,* Adv. Appl. Probab. 1, pp. 123-187, 1969

[8] Pyke, R. *Markov renewal processes with finitely many states*, Ann. Math. Statist. 32, pp. 1243-1259, 1969

[9] Neumann, C. P., Bonhomme, N. M. *Evaluation of Maintenance Policies using Markov Chains and Fault Tree Analysis.* În: IEEE Transactions on Reliability, vol. R-24, no. 1, april 1975

[10] Limnios, N. *A transient solution method for semi-Markov systems, Statistics & Probability* Letters 17, pp. 211-220, 1993

Referent:ing.Hermina Albert-Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE, Bucureşti

(Primit la 1 martie 1996, acceptat la 12 iunie 1996)

CONTRIBUŢII LA APLICAREA RCM (RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE) ÎN INSTALAŢIILE ENERGETICE

ing. MANFRED STEIN, ing. CHRISTIANA BĂRBULESCU, ing. ALEXANDRU MOLNAR*

Lucrarea de faţă se încadrează în şirul preocupărilor destinate asigurării creşterii performanţelor instalaţiilor energetice. În acest context sunt prezentate unele aspecte legate de utilizarea feed-back-ului informaţional din exploatarea acestor instalaţii, în scopul elaborării unor modele destinate a optimiza strategiile de mentenanţă în energetică, utilizând principiile RCM (Reliability Centered Maintenance).

The article frames within the activities concerning the power installations performance improving. In this context some aspects related to the feed-back of the information received from the power installation operation are presented with a view to optimize the strategies of maintenance by means of Reliability Centered Maintenance (RCM) principles.

Descriptori:instalaţii energetice, aplicare RCM.

Introducere

Reliability Centered Maintenance (RCM) reprezintă o concepţe de utilizare a feed-backului din exploatarea instalaţiilor energetice în domeniul mentenanţei predictive bazate pe principiile calculelor fiabilistice.

Alături de activităţile de diagnosticare on-line, utilizarea RCM (devenită în prezent o metodă unanim recunoscută) în domeniul energetic, urmăreşte optimizarea strategiilor de mentenanţă în condiţii tehnico-economice date.

Lucrarea de faţă porneşte de la constatarea (rezultată din studiile şi analizele efectuate în ISPE) că există o dependenţă între structura diverselor scheme tehnologice şi programele de mentenanţă preventivă utilizate în prezent [1].

Obiectivul lucrării îl constituie, astfel, evidenţierea unor aspecte reprezentative de natură tehnico-economică ale acestei dependenţe, precum şi a parametrilor semnificativi asociaţi acestora, care să conducă la îmbunătăţirea indicatorilor de siguranţă globali ai schemelor tehnologice.

1. Conţinutul lucrării

În cele ce urmează, se va studia organizarea acţiunilor de mentenanţă, astfel încât să se obţină o creştere a fiabilităţii la nivelul întregii scheme, în funcţie de structura în care se funcţionează.

Analiza acţiunilor de mentenanţă, în condiţiile arătate, se va face cu caracter de exemplificare, pe o schemă cu două elemente redondante, identice, care se rezervă 100%.

Analiza urmăreşte compararea, în cazul acestei scheme (fig. 1), pe o perioadă de referinţă T, a două variante considerate:

- funcţionarea ansamblului fară realizarea unor acţiuni de mentenanţă asupra elementelor redondante;
- funcţionarea ansamblului cu considerarea unui număr de acţiuni de mentenanţă preventivă **n** de durate Δt egale pentru fiecare echipament.

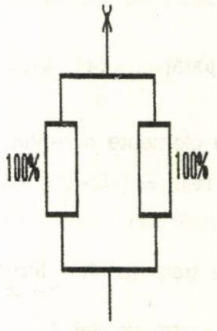


Fig. 1.

Elementele ansamblului din figura 1 sunt considerate reparabile, identice şi supuse alternativ acţiunilor de mentenanţă identice ca număr şi durată.

* Institutul de Studii şi Proiectării Energetice - ISPE, Bucureşti

Prin considerarea intensităţii de defectare constante în raport cu timpul (λ=constant) şi aceeaşi în ambele variante comparate (deci neinfluenţată de acţiunile de mentenanţă) se constată că nu se poate obţine o creştere a probabilităţii de bună funcţionare a ansamblului prin efectuarea de acţiuni de mentenanţă, alternativ asupra fiecărui element component [1].

În continuare se consideră variabilă intensitatea de defectare a fiecărui element (λ), fiind modelată printr-o componentă constantă, peste care se suprapune o componentă variabilă [2]:

$$\lambda = \lambda_0 + \lambda(t), \tag{1}$$

unde: λ_0 este o componentă constantă;

$\lambda(t)$ - componentă variabilă în timp.

Acţiunile de mentenanţă pot urmări în general două aspecte:

a) menţinerea unei anumite valori λ=constant, pentru cazul în care aceasta reprezintă o condiţie impusă de furnizorul echipamentelor;

b) reducerea valorii medii a componentei variabile în timp a intensităţii de defectare, prin acţiuni de mentenanţă periodice. Acestă valoare se admite a proveni din condiţia ca în intervalul θ să se obţină acelaşi nivel de siguranţă ca cel obţinut cu λ(t) variabil, pe acelaşi interval:

$$e^{-\lambda_1 \theta} = e^{-\int_0^\theta \lambda(t)dt} \tag{2}$$

$$\lambda_1 = \frac{1}{\theta}\int_0^\theta \lambda(t)dt \tag{3}$$

Se remarcă existenţa unor rapoarte diferite între λ_0 şi λ_1 în funcţie de tipul echipamentelor respective.

În consecinţă, mărimea lui λ va fi tributară acţiunilor de mentenanţă şi va avea alura descrisă în figura 2, unde:

- θ reprezintă perioada de funcţionare a unui element între două acţiuni de mentenanţă consecutive;

- λ_1 reprezintă valoarea medie pe intervalul θ a lui λ(t) (conform relaţiei 3).

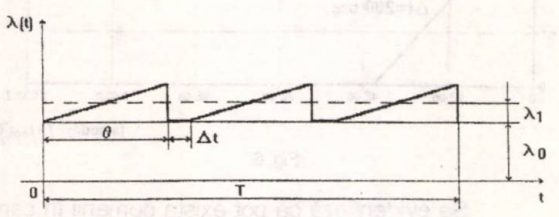


Fig. 2.

Presupunem o distribuţie Weibull pentru duratele de funcţionare până la defectare. Dacă se pune condiţa menţionată la (b), rezultă, în acest caz:

$$\lambda_1 = \frac{\theta^{\beta-1}}{\alpha} \tag{4}$$

Probabilitatea de bună funcţionare a ansamblului în perioadele de intervenţie planificată, cât şi între acestea, deci pe întreaga perioadă de referinţă T se poate aproxima utilizând relaţia [1]:

$$R_1 \cong \exp\left[-2n(\lambda_1+\lambda_2) - \frac{2(\lambda_1+\lambda_0)^2}{2(\lambda_1+\lambda_0)^2+\mu}(T-2n\Delta t)\right] \tag{5}$$

În cazul în care asupra ansamblului nu s-ar efectua acţiuni de mentenanţă la intervale θ, s-ar obţine o valoare pentru λ, care urmează aceeaşi distribuţie Weibull pe intervalul T, ca în figura 3.

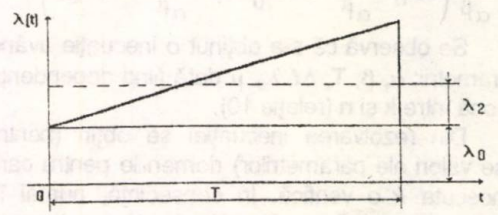


Fig. 3.

Făcând un raţionament analog cu cel pentru cazul în care se efectuează acţiuni de mentenanţă, se obţine relaţia:

$$\lambda_2 = \frac{T^{\beta-1}}{\alpha^\beta}. \tag{6}$$

Probabilitatea de bună funcţionare a ansamblului pe perioada de referinţă T, în acest caz, poate fi calculată aproximativ folosind relaţia:

$$R_2 \cong \exp\left[-\frac{2(\lambda_2+\lambda_0)^2}{2(\lambda_2+\lambda_0)+\mu}\cdot T\right]. \tag{7}$$

Pentru a accepta strategia de mentenanţă preventivă cuprinzând **n** perioade de întreruperi voite, la intervale θ, de durate Δt pentru fiecare element al ansamblului, trebuie satisfăcută inegalitatea: $R_1 > R_2$ (8)

$$2n(\lambda_1+\lambda_0)\Delta t + \frac{2(\lambda_1+\lambda_0)^2}{2(\lambda_1+\lambda_0)+\mu}(T-2n\Delta t) < \frac{2(\lambda_2+\lambda_0)^2}{2(\lambda_2+\lambda_0)+\mu}T. \tag{9}$$

Considerăm raportul intensităţilor de defectare corespunzătoare celor două cazuri analizate (conform relaţiilor 4 şi 6):

$$k = \frac{\lambda_1}{\lambda_2} = \frac{\theta^{\beta-1}}{T^{\beta-1}} = \left(\frac{T-n\Delta t}{nT}\right)^{\beta-1}. \tag{10}$$

Făcând substituţia:

$$\lambda_1 = k\lambda_2 = k\frac{T^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} \qquad (11)$$

în inegalitatea (9) şi considerând k necunoscută, se obţine: $Ak^2+Bk+C<0$,
unde:

$$A = \frac{T^{2\beta-1}}{\alpha^{2\beta}}\left(2\frac{T^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} + 2\lambda_0 + \mu\right)$$

$$B = \frac{T^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}}\mu n\Delta t\left(2\frac{T^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} + 2\lambda_0 + \mu\right) +$$

$$+2\frac{T^{\beta}}{\alpha^{\beta}}\left(\lambda_0\mu - \frac{T^{2\beta-2}}{\alpha^{2\beta}} + \lambda_0^2\right)$$

$$C = \lambda_0\mu n\Delta t\left(2\frac{T^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} + 2\lambda_0 + \mu\right) -$$

$$-\frac{T^{\beta}}{\alpha^{\beta}}\left(2\lambda_0\frac{T^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} + 2\lambda_0^2 + \mu\frac{T^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} + 2\lambda_0\mu\right)$$

Se observă că s-a obţinut o inecuaţie având ca parametrii: α, β, **T**, Δt, λ_0, μ dată fiind dependenţa biunivocă între **k** şi **n** (relaţia 10).

Din rezolvarea inecuaţiei se obţin (pentru diverse valori ale parametrilor) domeniile pentru care necunoscuta *k* o verifică. În consecinţă, numai în acest caz putem afirma că acţiunile de mentenanţă sunt eficiente.

2. Prezentarea unor aspecte caracteristice

Pentru a evidenţia aspectele prezentate în paragraful precedent, se prezintă, în cele ce urmează, câteva reprezentări grafice ale valorilor raportului **k**, care satisfac inecuaţia (12), în funcţie de diferite variabile şi parametrii.

Astfel, în figura 4 sunt prezentate valorile coeficientul **k**, reprezentând raportul intensităţilor de defectare λ_1 şi λ_2 (intensitatea de defectare cu considerarea acţiunilor periodice de mentenanţă şi, respectiv, fără considerarea acestora), în funcţie de numărul de acţiuni de mentenanţă **n**, de durate egale Δt=200 ore, efectuate în perioada de referinţă T=5 ani (considerând α=21000, β=2, μ=0,01 şi λ_0=0).

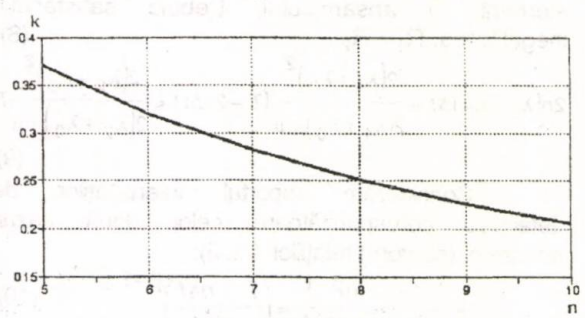


Fig.4.

Din curba prezentată, se poate determina, utilizând relaţia:

$$\theta = \frac{T}{n} - \Delta t \qquad (13)$$

o valoare limită pentru θ, pentru a se obţine raportul **k** corespunzător strategiei cu mentenanţă.

În figura 5 se prezintă variaţia raportului **k** în funcţie de durata unei acţiuni de mentenanţă (Δ**t**), pentru aceeaşi perioadă de referinţă *T*=5 ani, considerând **n** ca parametru şi λ_0=0.

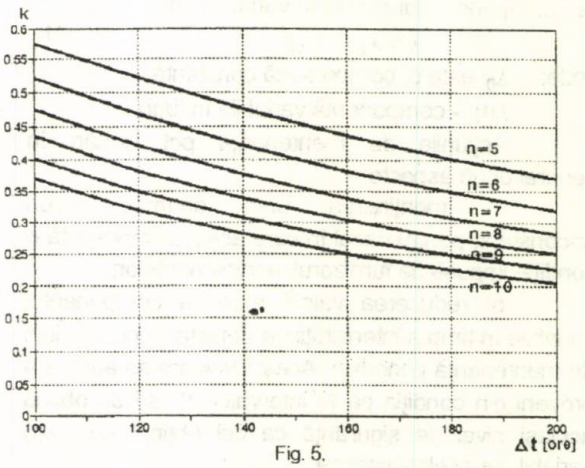


Fig. 5.

Cu cât numărul şi duratele acţiunilor de mentenanţă planificate sunt mai mari, cu atât, în urma lor, trebuie obţinută o valoare mai scăzută a lui **k** pentru a se accepta varianta cu considerarea acţiunilor de mentenanţă.

În figurile 6 şi 7 se consideră că echipamentele prezintă şi mecanisme de defectare ale căror intensităţi rămân constante şi egale cu λ_0 (diferit de zero).

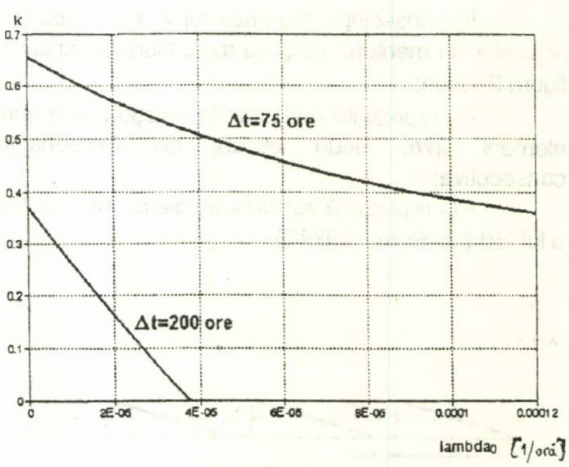


Fig. 6.

Se evidenţiază că pot exista domenii în care alternativa cu considerarea acţiunilor de mentenanţă

influenţată de mentenanţă (cu excepţia cazului (a) menţionat în paragraful 2).

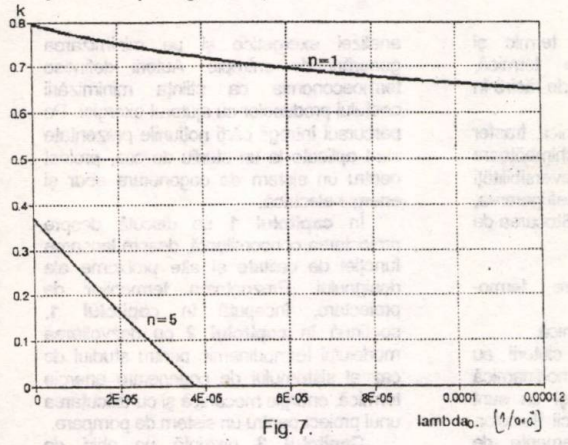


Fig. 7.

Se poate deci, conchide că varianta cu mentenanţă este cu atât mai eficientă, cu cât λ_0 are o pondere mai mică în valoarea lui λ.

Concluzii

Prezentul articol, reprezentând o fundamentare suplimentară pentru lucrarea "Structura schemelor tehnologice, factor potenţial de influenţare a programelor de mentenanţă", demonstrează, cu noi argumente, corectitudinea concluziilor acesteia privind influenţa structurilor schemelor tehnologice asupra unor strategii de mentenanţă.

Din analizele şi consideraţiile făcute, rezultă evidentă oportunitatea unor cercetări mai extinse în acest domeniu, odată cu corelarea unor considerente asemenea celor de sus şi altele de natură economică în vederea stabilirii strategiilor de mentenanţă în cadrul instalaţiilor energetice.

BIBLIOGRAFIE

[1] Stein, M., Ionescu, C., Bărbulescu, C., Ulmeanu, P. *Structura schemelor tehnologice, factor potenţial de influenţare a programelor de mentenanţă* In: Volumul "Simpozionul de Siguranţă în funcţionarea SEN" Galaţi, 1995.

[2] * * * *Studiu privind stabilirea unor concepţii noi de gestionare a fiabilităţii şi mentenabilităţii instalaţiilor din reţelele electrice de 110-400 kV ale SEN, Faza I* - ISPE, RENEL, 1994.

[3] PE 013/1994 - *Normativ privind metodele şi elementele de calcul al siguranţei în funcţionare a instalaţiilor energetice* - ISPE, RENEL, 1994.

Referent: as.ing. Anatol Paul Ulmeanu - Facultatea de Energetică, Universitatea "Politehnica", Bucureşti

(Primit la 4 martie 1996, acceptat la 6 iunie 1996)

Din energetica mondială

Obţinerea de uraniu din focoase

În baza unei convenţii încheiate, SUA va executa extragerea din focoasele nucleare ale armamentului nuclear al URSS uraniu slab îmbogăţit (low enriched uraniu).

Se va extrage şi o cantitate de 500 t uraniu bogat îmbogăţit (highly eniched uraniu), care va fi convertită în uraniu de tipul precedent.

* * *

Utilizare

Parlamentul belgian a aprobat ca în două reactoare nucleare, Doel 3 şi Tihange 2', din cele şapte existente, să se folosească drept combustibil Mixed Oxide (MOx).

Necesitatea de energie în Finlanda

În Finlanda s-au consumat în 1992 62,9 TWh din care: 28,9 % energie produsă de CNE, 23,8 % de CHE, 11,4 % de CTE cu cărbuni şi 14,6 % de CTE consumând variaţi combustibili.

În vederea creşterilor de consum până în anul 2000 s-a prevăzut construirea unei CNE, ceea ce nu a fost aprobat de Parlament.

Această hotărâre nu este în concordanţă cu experienţa tării, care are instalate patru reactoare nucleare, dintre care două de tip VVER în centrala Loviissa, care au fost de la început amenajate spre a corespunde standardelor de siguranţă vest-europene şi a căror funcţionare este satisfăcătoare.

ing. PAUL CARTIANU

Recenzie

Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M. **"Thermal Design and Optimization" (Proiectarea şi optimizarea sistemelor termice),** Ed. John Wiley & Sons Inc., New York, Chichester, Brisbane, Toronto, Singapore, 1996, 542 p., 126 fig., 33 tabele

. Lucrarea face parte din seria Wiley - Interscience Publication, are 542 pagini, 126 figuri şi 33 tabele şi reprezintă o introducere cuprinzătoare şi vastă în proiectarea şi optimizarea sistemelor termice. Este prezentată într-o manieră modernă , cu un nivel ridicat ştiinţific aplicativ.

Primul autor al cărţii, Adrian Bejan, profesor de inginerie mecanică la Universitatea Duke din USA, este unul din cei mai renumiţi specialişti în domeniul producerii şi utilizării energiei termice. Este o personalitate ştiinţifică de talie internaţională, cunoscut şi recunoscut de specialiştii din domeniul termodinamicii de pe toate meridianele, ca urmare a activităţii sale concretizată în 13 lucrări publicate (totalizând peste 5500 pagini) ,la 10 dintre ele fiind unicul autor. Este, de asemenea, autorul a peste 224 lucrări apărute în cele mai prestigioase reviste internaţionale de specialitate şi posesorul a numeroase premii, distincţii şi titluri ştiinţifice, printre care Doctor Honoris Causa al Universităţii "Politehnica" Bucureşti (1992) şi Doctor Honoris Causa al Universităţii "Dunărea de Jos" Galaţi (1995).

Al doilea autor, George Tsatsaronis, a fost profesor la Universitatea Tehnologică din Tennessee USA, iar din 1995 este directorul Institutului pentru Tehnica Energiei de la Universtatea Tehnică din Berlin. Lucrează de peste 20 de ani în domeniul exergoeconomiei, având importante realizări în analiza termoeconomică a instalaţiilor industriale.

Al treilea autor, Michael Moran, este profesor al Universităţii de Stat din Ohio SUA şi are importante contribuţii în domeniul termodinamicii, fiind autor de cărţi de prestigiu.

Lucrarea **Thermal design and optimization** este concepută pentru nivelul absolvenţilor de învăţământ superior, pentru inginerii cu practică şi pentru conducătorii tehnici din domeniul energiei. Cartea este adecvată atât scopurilor didactice, cât şi studiului personal. La sfârşitul fiecărui capitol sunt prezentate numeroase aplicaţii rezolvate, precum şi 116 enunţuri de teme-probleme.

Înainte de tipărire, materialul cărţii a fost testat în clase de studenţi, pentru a putea fi perfecţionat.

Cartea este structurată în următoarele capitole:

1. Introducere în proiectarea sistemelor termice.
2. Termodinamica, modelare şi analiză de design.
3. Analiza exergetică.
4. Transferul termic, modelare şi analiză de design.
5. Aplicaţii cu transfer termic şi circulaţie de fluid (Izolaţia termică, Suprafeţe nervurate, Suprafeţe de răcire în componente electronice).
6. Aplicaţii ale termodinamicii, trasfer termic şi circulaţie de fluid (Schimbătoare de căldură, Incertitudini între ireversibilităţi termice şi fluidodinamice, Refrigerarea, Producerea de lucru mecanic, Stocarea de energie prin căldura sensibilă).
7. Analiză economică.
8. Analiză şi evaluare termo-economică.
9. Optimizare termoeconomică.

Autorii presupun că cititorii au absolvit cursuri de inginerie termodinamică şi de transmitere a căldurii şi că sunt familiarizaţi cu bazele mecanicii fluidelor. Sunt de dorit şi unele elemente de inginerie economică, dar ele nu sunt obligatorii. Pentru cititorii cu pregătire limitată în domeniile menţionate, sunt prezentate recapitulări în capitolele 2, 4 şi 7.

La sfârşitul fiecărui capitol se află bogate referiri bibliografice, care însumează 189 de titluri.

Cartea a fost scrisă pentru a permite utilizarea flexibilă a unităţilor de măsură. Ea poate fi studiată utilizând numai sistemul internaţional de unităţi (SI) sau o combinaţie între acesta şi unităţile engleze.

Pentru a realiza un design de sistem termic, studenţii învaţă mai întâi să utilizeze bilanţurile de masă şi energie, iar în continuare progresează cu bilanţurile entropic şi exergetic. Apoi, pe baza cunoscutelor descrieri şi specificaţii inginereşti, studenţii învaţă să calculeze dimensiunile, performanţele şi costul aparatelor şi maşinilor termice, generatoarelor hidropneumatice şi al altor componente. După părerea autorilor aceste etape sunt importante, dar scopul proiectării inginereşti este mult mai amplu, şi anume proiectul este principalul sistem orientat al cărui obiectiv este aflarea unor soluţii şi mijloace pentru îndeplinirea condiţiilor impuse în lumea reală.

Proiectarea reclamă sintetizarea, alegerea şi alăturarea componentelor unui ansamblu care să funcţioneze cât mai satisfăcător. De asemenea, ueori activitatea de proiectare cere ca în cadrul unei singure aplicaţii să fie utilizate principiile unor discipline diferite, ca ingineria termodinamică şi transferul termic. Mai mult, proiectarea cere de obicei o considerare explicită a ingineriei economice, întrucât costul unui produs este cea mai cuprinzătoare caracteristică a sa. În fine, proiectarea cere optimizarea procedeelor care nu sunt în mod normal întâlnite în abordările inginereşti.

Lucarea tratează cunoştinţele la zi din ingineria termodinamică, transferul termic şi ingineria economică, care pot să contribuie la realizarea unui proiect de sistem termic. Multe abordări sunt bazate pe aplicarea combinată a celor două principii ale termodinamicii, punându-se accentul în mod deosebit pe utilizarea analizei exergetice şi pe minimizarea generării de entropie. Autorii definesc termoeconomia ca ştiinţa minimizării costului produselor cu ajutorul exergiei. Pe parcursul întregii cărţi noţiunile prezentate sunt aplicate la un studiu de caz, proiect pentru un sistem de cogenerare abur şi energie electrică.

În **capitolul 1** se discută despre proiectarea concomitentă, despre lansarea funcţiei de calitate şi alte probleme ale designului. Prezentarea termenilor de proiectare, începută în **capitolul 1**, continuă în **capitolul 2** cu dezvoltarea modelului termodinamic pentru studiul de caz al sistemului de cogenerare energie termică, energie mecanică şi cu discutarea unui proiect pentru un sistem de pompare.

Capitolul 3 prezintă un ghid de proiectare, plecând de la al doilea principiu al termodinamicii, cu referire specială la conceptul de exergie.

Capitolele 4 , 5 şi 6 cuprind îndrumări amănunţite de proiectare, mai ales pentru schimbătoarele de căldură. Aceşte prezentări au scopul de a lămuri procesul , prin introducerea treptată a noţiunilor elementare de design, cum ar fi gradele de libertate, limitele impuse sistemului termic şi optimizarea termodinamică. In aceste capitole este în continuare accentuat rolul celui de al doilea principiu al termodinamicii în design. Pentru a clarifica ideile expuse, sunt prezentate exemple familiare din termodinamica şi transmiterea căldurii. Capitolele 5 şi 6 tratează eficienţa modelării elementare în proiectare, ştiut fiind că modelele elementare pot să evidenţieze variabilele de proiectare, relaţiile dintre ele şi chiar unele incertitudini fundamentale.

Începând cu **capitolul 7** sunt prezentate detaliat evaluări de inginerie economică. **Capitolul 8** prezintă o abordare amplă şi sistematică de proiectare, care combină conceptul de exergie din ingineria termodinamică cu principiile ingineriei economice. În acest capitol sunt introduse şi aplicate metode ale costului de exergie, ce identifică sursele reale ale costului la nivelul componentelor: costurile de capital investit, costurile de exploatare şi întreţinere, costurile legate de distrugerea şi pierderea de exergie. Optimizarea sistemelor termice se bazează pe o considerare atentă a acestor categorii de costuri. **Capitolul 9** prezintă metoda critică de design pentru reţele de schimbătoare de căldură şi optimizarea iterativă a sistemelor complexe, fiind, de asemenea, prezentate rezultatele optimizării termoeconomice pentru studiul de caz al sistemului de cogenerare energie termică - energie mecanică.

În ansamblu cartea este o contribuţie deosebită în domeniu, pentru că arată cum pot fi evaluate soluţiile termice inginereşti cu ajutorul celui mai cuprinzător indicator tehnico-economic, costul produsului.

prof. dr. ing. ION IONIŢĂ

СОДЕРЖИНЕ

ДУМИТРУ ЧЕЗАР ИОНЕСКУ : Преставление беседы за круглым столом "Эксплуатационная надёжность энергетических установок" 151
МАНФРЕД ШТЕИН, КХРИСТИАНА БЭРБУЛЕСКУ, ДУМИТРУ ЧЕЗАР ИОНЕСКУ, ПАУЛ ИЛИЕСКУ САЛИГНИ, ВАСИЛЕ ИОРДАКЕ: Несколько соображений о понятнии риска и им управление в энергетических установках 152
ХЕРМИНА АЛБЕРТ, ДАН ПРЕОЦЕСКУ: Автоматический анализ надёзности в работе электрических сетей 158
ФЛОРИН МУНТЕАНУ, ДУМИТРУ ИВАН, ДУМИТРУ КОКА: Анализ вероятностей зависимости надёжность - собственное технологическое потребление распределительных сетей 162
МИХАЕЛА ДОБРИН: Специфические аспекты анализа надёжности установки автоматизации в электрических станциях для системы измерения - регулировки и контроля 167
ДУМИТРУ ЧЕЗАР ИОНЕСКУ:Автоматическое генерирование моделей надёжности для анализов надёжности в работе на основе вероятных процессов 174
АНАТОЛИ ПАУЛ УЛМЕАНУ: Об использовании сетей PETRI и вероятных полу-марковских процессов для анализа надёжности систем с программируемым обслуживанием 182
МАНФРЕД ШТАИН, КХРИСТИАНА БЭРБУЛЕСКУ, АЛЕКСАНДРУ МОЛНАР: Вклад в применение RCM (Reliability Centered Maintenance) в энергетические установки 190

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ 157

РЕЦЕНЗИи
EUGENIU PAVEL: Lane , D. "Italian Electricity Towards Privatisation and Beyond 2000" 181
ION IONIŢA: Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M. "Thermal Design and Optimization" 194
ИЗ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ 161, 193

SOMMAIRE

DUMITRU CEZAR IONESCU: Table ronde "La Sécurité en service des installations électriques" 151
MANFRED STEIN, CHRISTIANA BÂRBULESCU, DAN ANASTASIU, DUMITRU CEZAR IONESCU, PAUL ILIESCU SALIGNY, VASILE IORDACHE: Considérations sur la notion de risque et la gestion de celui-ci dans les installations électriques 152
HERMINA ALBERT, DAN PREOŢESCU: L'analyse automatique de la sécurité en service des réseaux électriques 158
FLORIN MUNTEANU, DUMITRU IVAS, DUMITRU COCA: L'analyse probabiliste de la dépendance entre fiabilité et consommation des services propres dans le cas des réseaux de distribution de l'électricité 162
MIHAELA DOBRIN: Aspects spécifiques concernant l'analyse de la fiabilité de l'installation d'automatisation dans les centrales électriques pour le systeme de mesure - réglage et commande 167
DUMITRU CEZAR IONESCU: La génération automatique des modeles de fiabilité pour les analyses de sécurité en service basées sur des processus aléatoires 174
ANATOLI PAUL ULMENAU: L'utilisation des réseaux PETRI et des processus aléatoires semi-Markov dans l'analyse de la fiabilité des systemes a maintenance programmée 182
MANFRED STEIN, CHRISTIANA BÂRBULESCU, ALEXANDRU MOLNAR: Contributions a l'application du RCM (Realiability Centered Maintenance) dans les installations électriques 190
EUGEN STAN, IRINA DICIEANU: L'utilisation de la certification de conformité du matériel spécifique pour le domaine de l'énergie

MANIFESTATIONS TEHNIQUES SCIENTIFIQUES 157

COMPTE RENDUS
EUGENIU PAVEL: Lane , D. "Italian Electricity Towards Privatisation and Beyond 2000" 181
ION IONIŢA: Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M. "Thermal Design and Optimization" 194

L'ENERGIE DANS LE MONDE 161, 193

INHALT

DUMITRU CEZAR IONESCU: Rundtisch "Betriebscherheit des Energieanlagen" - Vorstellung 151

MANFRED STEIN, CHRISTIANA BĂRBULESCU, DAN ANASTASIU, DUMITRU CEZAR IONESCU, PAUL ILIESCU SALIGNY, VASILE IORDACHE: Einige Betrachetungen über Risikobegriff und Risikomanagement des Energie - anlagen 152

HERMINA ALBERT, DAN PREOŢESCU: Automatische Betriebssnicherheits - analyse des Energieanlagen 158

FLORIN MUNTEANU, DUMITRU IVAS, DUMITRU COCA: Wahrscheinlichkeitsanalyse des Abhängigkeit zwischen Zuverlässigkeit und Eigentechnologischesverbrauch in die elektrische Verteilungsnetze 162

MIHAELA DOBRIN: Spezifische Aussehen über die Zuverlässigkeitsanalyse des Automatisierungsanlagen für den Messungs-, Einstellungs - und Steuerungssystem in die Kraftwerke 167

DUMITRU CEZAR IONESCU: Automatischebildung des Zuverlässigkeits - Markovmodelle mit Hilfe der Kronecker Algebra 174

ANATOLI PAUL ULMEANU: Über die benützung des PETRI-Netze und aleatorische Halb-Markov Prozesse in die Zuverlässigkeitsanalyse in die programmirte Wartungsysteme 182

MANFRED STEIN, CHRISTIANA BĂRBULESCU, ALEXANDRU MOLNAR: Beitragen bei Anwendung der RCM (Realiability Centered Maintenance) in die Energieanlagen 190

WISSENSCHAFTLICH-TECHNISCHE VERANSTALTUNGEN 157

REZENSIONEN 181

EUGENIU PAVEL: Lane , D. "Italian Electricity Towards Privatisation and Beyond 2000"

ION IONIŢA: Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M. "Thermal Design and Optimization" 194

DIE ENERGIEWIRTSCHAFT WELTWEIT 161,193

CONTENT

DUMITRU CEZAR IONESCU: Round Table on "Power Installations operation Reliability introduction to 151

MANFRED STEIN, CHRISTIANA BĂRBULESCU, DAN ANASTASIU, DUMITRU CEZAR IONESCU, PAUL ILIESCU SALIGNY, VASILE IORDACHE: Some Considerations on the Risk Concept and its Management in the Power Installations 152

HERMINA ALBERT, DAN PREOŢESCU: Automatic Analysis of the Electric Network Safety în Operation 158

FLORIN MUNTEANU, DUMITRU IVAS, DUMITRU COCA: Probability Analysis of the Reliability-Power Losses Relationship în the Case of the Electric Power Distribution Networks 162

MIHAELA DOBRIN: Perculiar Aspects Regarding the Automation Equipment of the Power Plants for the Measuring-Regulation and Control System 167

DUMITRU CEZAR IONESCU: Automatic Generation of the Markov Reliability Models by Means of Kronecker Algebra 174

ANATOLI PAUL ULMEANU: The Usage of Petri Networks and of the Semi-Markov Random Processes în the Modelling and Reliability Analysis of the Power Systems with programmed Maintenance 182

MANFRED STEIN, CHRISTIANA BĂRBULESCU, ALEXANDRU MOLNAR: Contributions to the Reliability Centered Maintenance Application to the Power Installations 190

EVENTS 157

REVIEW

EUGENIU PAVEL: Lane , D. "Italian Electricity Towards Privatisation and Beyond 2000" 181

ION IONIŢA: Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M. "Thermal Design and Optimization" 194

ENERGY WORLDWIDE 161,193

SIEMENS

Revitalizați economicitatea instalațiilor dumneavoastră

Prin aducerea unei centrale electrice la standardele actuale prin intermediul Siemens

Centralele electrice sînt cotate prin economicitatea obținută în exploatare. Tehnologia inovativă introdusă în instalații noi depășește ștachetele economice impuse predecesoarelor acestora. Prin aducerea de către Siemens la cerințele actuale, instalația dvs. poate beneficia de rezultatele tehnologiei avansate.

Pentru mai multă economie, ecologie și siguranță

Componentele cheie ale îmbunătățirii performanțelor sînt adesea turbina și echipamentul de automatizare și control. Cu echipamentul nostru avansat, veți obține creșterea puterii, a randamentelor, prelungirea duratei de viață, mărirea controlului poluării și, în mod special la centralele nuclearoelectrice, atingerea unui nivel mai ridicat de siguranță. Mai multă putere, costuri mai reduse de producere a energiei și disponibilitate mai mare, toate acestea justifică investițiile făcute pentru aducerea la standardele actuale de calitate.

Cu considerarea centralei în ansamblul său

Modificările aduse instalațiilor energetice, precum transformarea unei instalații termoenergetice vechi într-una cu cicluri combinate abur-gaze, poate aduce beneficii semnificative. Singurul factor decisiv pentru o astfel de măsură îl constitue rentabilitatea modificării. Implementarea din punct de vedere tehnic a unei modificări de acest gen este o parte integrantă dintr-un program complet de adaptare din punct de vedere al economicității utilităților și serviciilor.

Soluții energetice

Întrucât noi sîntem unul dintre furnizorii de talie mondială de instalații energetice, obiectivul nostru este cooperarea pe termen lung cu beneficiarii noștri pe baza parteneriatului și a încrederii reciproce, astfel încât Dumneavoastră să obțineți o recuperare optimă a investițiilor făcute.

Mai multă energie produsă fără consum suplimentar de combustibil – profilul optimizat al paletelor turbinelor noastre aduce o contribuție majoră la aceasta.

Ancorată în viitor
Siemens
Producerea energiei

Siemens Büro Bukarest, Str. Zarii Nr.12 sector 5, R-76640 Bukarest

U01-Z251-B1-3B00 PUBLICIS MCD

CENTENAR ENERGETIC

100

FILIALA DE REŢELE ELECTRICE SIBIU

1896 ❖ **Punerea în funcţiune**

a centralei hidroelectrice SADU I
şi a liniei electrice 4,5 kV SADU - SIBIU
❖ **prima linie de medie tensiune din ţară**

1996 ❖ **Manifestări în cinstea**

CENTENARULUI ENERGETIC
SIBIU 1896 - 1996

❖ **lansare MONOGRAFIA întreprinderii**
❖ **inaugurare MUZEU ENERGETIC**
SADU I
❖ **prezentare**
REALIZĂRI TEHNICE DE VÂRF
ale specialiştilor filialei

E2039 FF
8 000000 255662

5 ENERGETICA

SERIA A

Romania RENEL

SEPTEMBRIE - OCTOMBRIE 1996

ENERGETICIENI PROTEJATI NATURA!

Turbine blades manufactured by us need no introduction

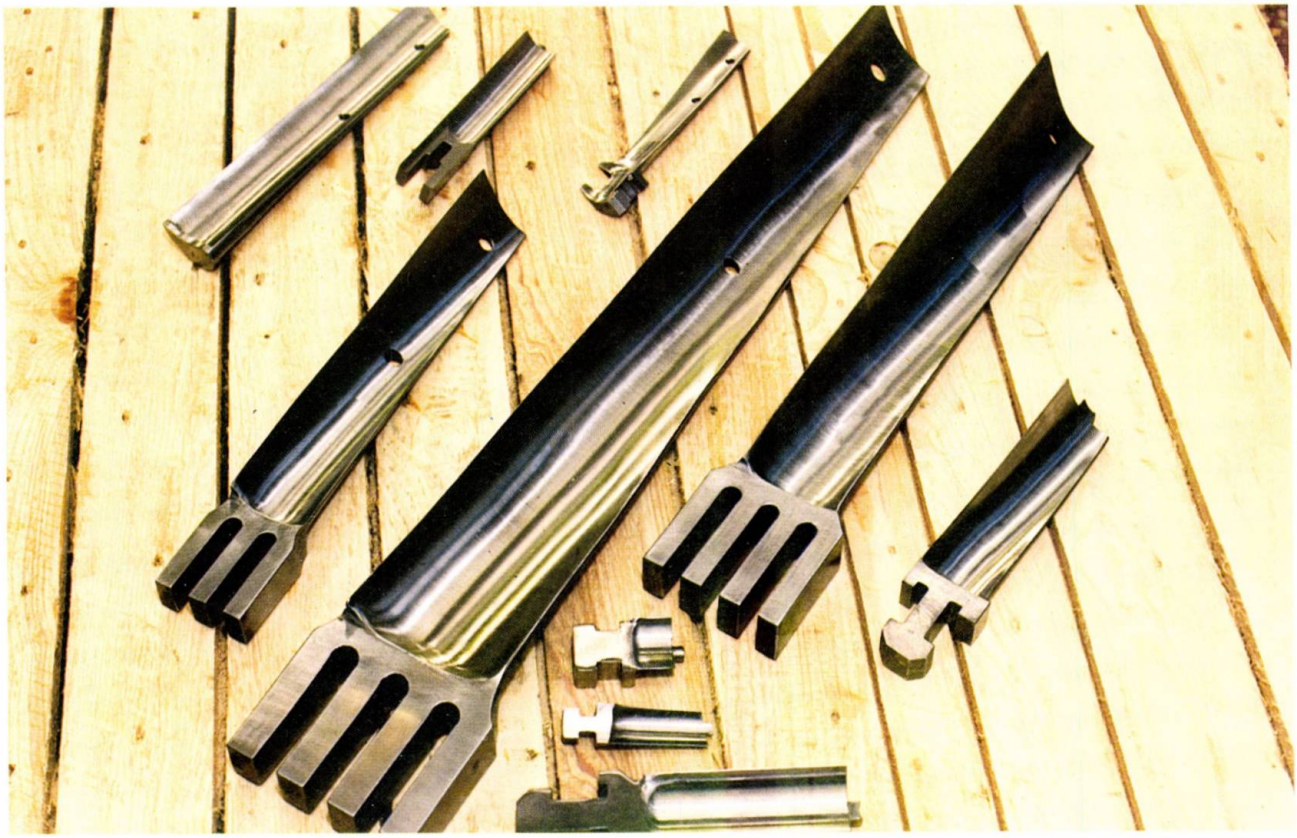


ABB Energoreparaţii Romania Ltd.
Bucharest

ABB Power T&D Ltd.
Bucharest

ABB Rometrics Ltd.
Timişoara

ABB Romania Ltd.

16, Ion Cîmpineanu street
70100 Bucharest

ABB

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 44 | Nr. 5, SERIA A | SEPTEMBRIE - OCTOMBRIE 1996

ISSN 1220 - 5133

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuând tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:
- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparţin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parţială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacţie. Sunt autorizate numai citările destinate lucrărilor ştiinţifice şi volumelor în care acestea sunt inserate.

Revista apare alternativ în două serii :
- seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;
- seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, staţiilor electrice, ale liniilor de transport şi distribuţie a energiei electrice , sisteme electroenergetice etc.

Fiecare serie are 6 numere pe an .

CUPRINS

ALEXANDRU VALERIU BINIG, CRISTIANA-EUGENIA GHIŢĂ: O aplicaţie a simulării Monte-Carlo a proceselor Markov (la sistemul de preparare a prafului de lignit al cazanelor de 420 t/h) 199

DAN HULEA, RADU BUCUŢA, ANTON KORBL: Probleme ale supravegherii şi întreţinerii construcţiilor centralelor din patrimoniul RENEL 210

DAN TEODORESCU: Aspecte privind impactul amenajărilor hidroenergetice asupra mediului relevate în studiile de impact elaborate de Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice 217

HARALAMBIE CRISTEA, MIHAI IVAN: Măsurarea parametrilor şi calculul debit-energie la fluide energetice 223

IOAN ROTARU, IOSIF BILEGAN : Prima unitate a CNE Cernavodă racordată la SEN 229

INVENŢII

IOAN PETRE POLESCU, AMALIA IOANA POLESCU : Recycling technology for plastics injection dies according to RO - 91168 patent - a profitable and competitive business, heading to technological advancement 242

DE PERSONIS

GHEORGHE HORTOPAN: Profesorul Constantin Buşilă, dascăl şi fondator al Institutului Român de Energie - IRE 244

x x x Prof. Costin Moţoiu 246

INFORMAŢII 222, 247

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)321 69 66/149
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

COLEGIUL DE REDACŢIE

BIROUL: dr. ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte, redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Vasile RUGINĂ - secretar de redacţie; ing. Radu OPINCARU; ing. Ion CONECINI; ing. Vladimir CONSTANTINESCU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Dan GHEORGHIU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: conf. dr. ing. Florin ALEXE; ing. Ovidiu APOSTOL; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; ing.Radu CONSTANTIN; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; dr. ing. Laurenţiu GOIA; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. ing. Mircea NEMEŞ; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; conf. dr. ing. Petre POSTOLACHE; dr. ing. Dan Ion PREDOIU; ing. Radu REGMAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU

Redactor : Ana Maria CHIVU

Editat cu sprijinul Ministerului Cercetării şi Tehnologiei - Colegiul Consultativ pentru Cercetare Ştiinţifică şi Dezvoltare Tehnologică

Redacţia şi administraţia: GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)321 69 66/149; Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Tiparul executat la GSCI

O APLICAŢIE A SIMULĂRII MONTE-CARLO A PROCESELOR MARKOV (LA SISTEMUL DE PREPARARE A PRAFULUI DE LIGNIT AL CAZANELOR DE 420 t/h)

ş.l. ing. ALEXANDRU-VALERIU BINIG *; ing. CRISTIANA-EUGENIA GHIŢĂ**

Lucrarea conţine aplicarea unei metode noi la noi în ţară pentru o instalaţie ce constituie o preocupare primordială a fiabiliştilor în energetică. Se pun în evidenţă următoarele avantaje ale metodei de simulare Monte-Carlo a proceselor Markov:

- obţinerea de soluţii tranzitorii pentru indicatori de fiabilitate şi disponibilitate pentru sisteme modelate cu procese Markov, chiar în condiţiile existenţei rezervelor pasive;

- obţinerea distribuţiei numărului de tranziţii dintr-o stare arbitrară în altă stare arbitrară (şi implicit a numărului de defectări) ale sistemului. Metodele aplicate până acum în ţara noastră furnizează numai valorile medii ale acestor indicatori, în ipoteza de regim staţionar (timp de observare suficient de mare). Saltul calitativ este deci de la valoarea medie a unei variabile aleatoare (numărul de defectări pe o perioadă dată) la funcţia de repartiţie a acesteia.

In lucrare se prezintă modelul Markov folosit (cu rezerve active sau pasive), principiile simulării Monte-Carlo a proceselor Markov, algoritmii folosiţi şi graficele principalilor indicatori de fiabilitate şi disponibilitate, obţinute prin rularea programelor de calcul propuse.

Metoda poate fi aplicată cu uşurinţă la orice sistem modelabil cu procese Markov. Principiile modelării se pot extinde la procese semi-Markov, aceasta constituind o preocupare de perspectivă a autorilor. De asemenea, o direcţie de perfecţionare a actualelor rezultate este obţinerea unor indicatori de fiabilitate primari cât mai exacţi pentru elementele sistemului modelat, însoţită de detalierea modelului de fiabilitate.

The paper presents the application of a new method in our country for an installation that represents a main preoccupation of the power field experts. The following advantages of the Monte Carlasimulation method of the Markov processes are outlined:

- transient solitions obtaining for the reliability and availability indicators for the systems modelled with Markov processes, even under the possive reserves existence conditions

- obtaining the distribution of the member of transitions from one arbitrary state to another arbitrary state (the failures number, respectively) of the system the methods that have been applice in our coutry provide only the average vales of these indicators, in the hypothens of a steady state operation mode (with a long enongh observation time). The qualitative improvement consists in the passing from an aberage value of a random variable (the number of failures for a given time) to its distribution function.

The paper presents the Markov model (with) active and passive reserves), the Monte - Carlo simulation principles of the Markov models, the algorithms and the main reliability and availability indicators diagrams, obtained by means od the proposed computation program running .

The method can be casily applied to any sustem that can be modelled through the Markov processes. The medelling principles can be extended to semi- Markov processes which represent the permanent preocupation of the authors. At the same time another omprovement is to obtain as precise as possible primary reliability indicators elements of the modelled systems accompanied by the detailed availability model.

Descriptori: cazane pe lignit, preparare praf, procese Markov, modelări

Introducere

La ora actuală, în ţara noastră, analizele de fiabilitate folosind modele markoviene oferă soluţii pentru regimul staţionar. Analiza se desfăşoară pe un orizont de timp dat, suficient de lung pentru ca perioada de comportament tranzitoriu să fie neglijabilă, iar rezultatele se furnizează sub formă de valori medii. Nu întotdeauna aceste valori de indicatori de fiabilitate permit luarea unei decizii, mai ales când se obţin valori de genul "0,3 defectări pe an" de comparat cu "0,4 defectări pe an".

Un salt calitativ este obţinerea de soluţii tranzitorii. S-au pus în evidenţă soluţii analitice,

* Universitatea "Politehnica" Bucureşti, Facultatea de Energetică

** Energomontaj Bucureşti

care să permită o programare uşoară. Dar, şi aceste soluţii au câteva limitări de aplicabilitate (cazul rezervelor pasive este descris în lucrare), furnizând de asemenea o gamă incompletă de rezultate.

Aceste dezavantaje sunt eliminate de simularea Monte-Carlo a proceselor Markov. Sub rezerva timpului de calcul mare necesar unui număr mare de simulări ce ar asigura o precizie convenabilă, această metodă permite studiul cel mai detaliat al proceselor markoviene.

Principalul merit al lucrării de faţă ar fi prezentarea metodei, a algoritmilor şi a rezultatelor ce se pot obţine, punând astfel la dispoziţia analiştilor de fiabilitate din România un instrument nou de analiză, cu creşteri semnificative ale calităţii informaţici despre comportamentul aleator al sistemelor urmărite.

Notaţii utilizate:

$X \sim \exp(\lambda)$ - variabilă aleatoare (v.a.). X respectă o funcţie de repartiţie exponenţială de parametru λ : $P\{X \le x\} = 1 - e^{-\lambda x}$, $\lambda > 0$, $x \in \Re_+$;

unif (0,1) - funcţia de repartiţie uniformă pe intervalul (0,1);

T_{oi} - timp de ocupare (sejur) a stării i (v.a.);

t_{sj} - moment de salt al procesului;

λ- intensitatea de defectare a unui element simplu ;

μ - intensitatea de reparare a unui element simplu;

λ_{rz} - intensitatea de defectare a unui element atunci când se află în rezervă;

t_{crz} - timpul de comutare (anclanşare) a rezervei, considerat ca durată de timp dintre momentul solicitării rezervei şi momentul în care aceasta funcţionează în plin regim;

n_i - frecvenţa absolută de apariţie a valorii numerice distincte cu numărul de ordine i din şirul variaţional construit cu realizările unei variabile statistice;

f_i - frecvenţa relativă de apariţie a aceleiaşi valori;

G - generatorul (matricea intensităţilor de tranziţie) pentru un proces Markov;

g_{ij} - intensitatea de tranziţie a sistemului din starea i în starea j;

P_{ij} - probabilitatea ca sistemul markovian, aflat la momentul de salt în starea i şi obligat să părăsească starea curentă, să sară în starea j;

Y_t - performanţa cumulată a sistemului pe durata t;

$p_i(t)$ - probabilitatea ca sistemul să se afle la momentul t în starea i.

1. Sistemul tehnic analizat - descriere sumară

La cazanul de 420 t/h, sistemul de preparare a prafului de cărbune conţine 6 mori ventilator, cu debit unitar nominal de cărbune de 42 t/h. În regim nominal cazanul consumă 192 t/h lignit cu caracteristicile de proiect. Morile sunt aşezate în tirajul 1, astfel încât să refuleze praful de cărbune tangenţial la un cerc concentric cu axa de simetrie a focarului.

Nu se insistă asupra acestei descrieri, deoarece lucrarea este orientată asupra descrierii metodologiei şi mai puţin a particularităţilor tehnologice.

2. Ipoteze de bază privind fiabilitatea morilor, considerate elemente simple reparabile

Ipoteza de bază este că morile sunt identice din punctul de vedere al fiabilităţii (au aceiaşi indicatori de fiabilitate şi aceleaşi performanţe tehnologice). De asemenea, se presupune că o moară poate evolua prin două stări: funcţiune - în care asigură debitul său nominal şi defect - în care debitul asigurat este nul. Dacă fiecare moară ar putea evolua prin două stări (funcţionare-defect) şi morile ar fi considerate diferite, spaţiul stărilor sistemului ar avea 64 stări.

Prin ipoteza elementelor identice şi prin considerarea restricţiilor tehnologice spaţiul stărilor se reduce la şase stări. Scopul acestei lucrări este de a prezenta aplicarea metodei. Modelarea şi simularea completă ar necesita o prezentare ce ar depăşi cu mult spaţiul disponibil.

Pentru fiecare moară se consideră intensitatea de defectare $\lambda = 0.01\ h^{-1}$ şi intensitatea de reparare $\mu = 0.05\ h^{-1}$. Aceste date sunt numai estimative, pentru urmărirea modului de aplicare a metodei. Obţinerea unei estimări mai realiste pentru indicatorii de fiabilitate ai morilor este o problemă laborioasă şi nu este tratată în lucrarea de faţă.

O altă ipoteză simplificatoare este considerarea sistemelor amonte de mori (benzi de cărbune, depozite etc.) ca fiind perfecte, analiza rezumându-se la sistemul de mori, ce devine un sistem Markov cu şase elemente identice, din care unul în rezervă. De asemenea, elementele cazanului aflate în aval de sistemul urmărit (arzătoare, cazan propriu-zis etc.) se consideră perfecte.

3. Particularităţi ale modelului Markov al sistemului urmărit

Dacă evoluţia aleatoare în timp a structurii sistemului este descrisă cu ajutorul unui proces Markov, analiza de fiabilitate parcurge următoarele etape obligatorii:

1. Construirea spaţiului stărilor.
2. Construirea grafului stărilor.
3. Construirea generatorului sistemului (matricea intensităţilor de tranziţie).
4. Calculul indicatorilor de fiabilitate.

3.1. Spaţiul stărilor

Pentru stabilirea spaţiului stărilor sistemului se iau în considerare următoarele aspecte:

- debitul nominal de praf de cărbune poate fi asigurat prin funcţionarea a cinci mori simultan; sistemul de preparare a prafului de cărbune a fost gândit pentru varianta cinci mori în funcţiune şi una în rezervă;
- cele cinci mori funcţionează simultan puţin descărcate, pentru a asigura numai 192 t/h, nu 210 t/h cât ar putea de fapt furniza împreună;
- cazanul nu poate fi menţinut în funcţiune cu mai putin de două mori în funcţiune. Apar probleme de minim tehnic, stabilitate a flăcării etc. In aceste condiţii, starea cu numai o moară în funcţiune va fi caracterizată de un debit nul;
- de asemenea starea cu zero mori în funcţiune este considerată imposibilă şi nu apare în spaţiul stărilor: dacă se ajunge în starea cu cinci mori defecte, a şasea moară se opreşte (deoarece cazanul trebuie oprit) şi se presupune că nu se defectează cât timp este în aşteptare.

În aceste condiţii, informaţiile despre spaţiul stărilor se pot sintetiza în tabelul 1.

Tabelul 1

Spaţiul stărilor pentru sistemul urmărit

Stare sistem i	Număr mori în funcţiune	Număr mori în rezervă	Număr mori defecte	B_h [t/h]	Succes / Refuz	
					ipoteza 1	ipoteza 2
1	5	1	-	192	S	S
2	5	-	1	192	S	S
3	4	-	2	168	R	S
4	3	-	3	126	R	S
5	2	-	4	84	R	S
6	1	-	5	0	R	R

Se observă deci că ipoteza 1 corespunde stărilor de succes în care "sistemul asigură debitul nominal" în timp ce ipoteza 2 corespunde stărilor de succes în care "cazanul funcţionează".

3.2. Tipul rezervei

În ţara noastră se consideră în analizele de fiabilitate de obicei trei tipuri de rezerve: activă, semi-activă, pasivă [7]. Acestea sunt caracterizate de obicei de: intensitatea de defectare atunci când se află în funcţiune λ , intensitatea de defectare la aşteptarea în rezervă - λ_{rz}, timpul de comutare a rezervei - t_{crz}. Parametrul "probabilitate de anclanşare a rezervei la solicitare" este neglijat în prezenta lucrare. Totuşi, metodologia prezentată are în mod evident posibilitatea de a modela şi influenţa acestui parametru asupra evoluţiei aleatoare a procesului.

Valorile de parametri ce caracterizează cele trei tipuri de rezerve (conform [7]) sunt prezentate în tabelul 2.

Tabelul 2

Modelarea rezervelor

Indicator	Simbol	Tip rezervă		
		RA	RSA	RP
Intensitate de defectare în funcţionare	λ	λ	λ	λ
Intensitate de defectare în aşteptare	$\lambda_{rz}=\alpha\lambda$	λ $\alpha=1$	$\alpha\lambda$ $0<\alpha<1$	0 $\alpha = 0$
Timp de comutare	t_{crz}	0	>0	>>0

3.3. Graful stărilor şi generatorul sistemului

Se respectă principiile clasice de construire a generatorului, astfel încât termenii diagonali să fie suma cu semn schimbat a elementelor de pe linia respectivă. Termenii diagonali reprezintă exact intensităţile de rămânere în stările respective, puse în evidenţă la construirea grafului tranziţiilor.

Desigur, valorile elementelor generatorului vor fi influenţate de numărul disponibil de echipe de reparaţie. Astfel, pentru cazul a cinci echipe de reparaţie disponibile, generatorul are următoarea formă:

$$G=\begin{bmatrix} -5\lambda-\lambda_{IZ} & 5\lambda+\lambda_{IZ} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \mu & -5\lambda-\mu & 5\lambda & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2\mu & -4\lambda-2\mu & 4\lambda & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3\mu & -3\lambda-3\mu & 3\lambda & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 4\mu & -2\lambda-4\mu & 2\lambda \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 5\mu & -5\mu \end{bmatrix} \quad [V-1]$$

Observaţie: graful stărilor nu este prezentat din motive de restricţii de spaţiu. Însă, pentru orice analist de fiabilitate structura sa este deductibilă cu uşurinţă din structura generatorului.

4. Indicatorii de disponibilitate, fiabilitate şi performabilitate urmăriţi - avantaje ale simulării Monte-Carlo a proceselor Markov

Disponibilitatea momentană: este probabilitatea ca sistemul să se afle într-o stare de succes la un moment curent de timp:

$A(t)=P$ {sistemul se află într-o stare de succes la momentul t}

Prezintă importanţă stabilirea stărilor de succes ale sistemului; în cazul analizat se pot considera stări de succes stările în care sistemul asigură debitul nominal de lignit la cazan (stările 1 şi 2), sau stările în care cazanul poate funcţiona (starea 6 este de insucces).

Fiabilitatea: este probabilitatea ca sistemul să se găsească neîntrerupt în stări de succes pe intervalul [0,t]:

R(t)=P {sistemul se află în stări de succes pe intervalul [0,t] fără întrerupere}.

Performabilitatea: dacă se notează Y_t performanţa cumulată a sistemului pe intervalul (0,t), performabilitatea [5] reprezintă funcţia de repartiţie a variabilei aleatoare Y_t:

$$P\{Y_t \le z\}.$$

Se mai urmăresc:

- numărul de treceri dintr-o stare în alta pe un interval de timp dat;
- funcţia de repartiţie a timpului de funcţionare neîntreruptă - non-fiabilitatea.

În această lucrare se urmăreşte performabilitatea pe durata unui an (distribuţia cantităţii de cărbune livrate în cazan pe durata unui an de sistemul de preparare al prafului de cărbune). Desigur, durata propusă pentru analiza funcţionării continue nu influenţează metodologia folosită.

5. Simularea Monte-Carlo a proceselor Markov

5.1 Introducere

O variabilă aleatoare este caracterizată de tabloul său

$$X\begin{pmatrix} x_1 & x_2 & \cdot & \cdot & x_k \\ p_1 & p_2 & \cdot & \cdot & p_k \end{pmatrix}_{\sum_{i=1}^{k} p_i = 1} \quad [5.1]$$

unde:

$x_1, x_2, \ldots, x_k$ sunt valorile distincte posibile;

k - număr de valori distincte;

p_i, $i=1,2,\ldots,k$ - probabilităţile de apariţie a valorilor distincte.

În mod oarecum similar, pentru o variabilă statistică se poate construi, pentru un eşantion de volum n, tabloul:

$$X_n\begin{pmatrix} x_1 & x_2 & \cdot & \cdot & x_k \\ n_1 & n_2 & \cdot & \cdot & n_k \end{pmatrix}_{\sum_{i=1}^{k} n_i = n} \quad [5.2]$$

unde:

n_i, $i=1,2,\ldots,k$ reprezintă frecvenţele absolute de apariţie ale valorilor distincte.

Se pot pune în evidenţă şi frecvenţele relative de apariţie, date de $f_i = \frac{n_i}{n}$ Se obţine astfel tabloul:

$$X_n\begin{pmatrix} x_1 & x_2 & \cdot & \cdot & x_k \\ f_1 & f_2 & \cdot & \cdot & f_k \end{pmatrix}_{\sum_{i=1}^{k} f_i = 1} \quad [5.3]$$

Conform legii numerelor mari, când volumul selecţiei tinde la infinit, valorile frecvenţelor relative de apariţe ale valorilor variabilei statistice tind către probabilităţile de apariţie ale variabilei aleatoare.

Aceasta este, de fapt, esenţa principiului simulării Monte-Carlo a unei variabile aleatoare: se generează realizări ale unei variabile satistice în număr suficient de mare pentru a permite ca frecvenţele relative de apariţie a valorilor simulate să tindă către valorile probabilităţilor de apariţie căutate (pentru variabila aleatoare simulată).

În MATLAB - limbajul de programare utilizat pentru obţinerea rezultatelor prezentate - apelarea procedurii RAND în mod repetat conduce

la generarea unei secvenţe de numere pseudo-aleatoare. Se numesc numere pseudo-aleatoare, deoarece succesiunea lor nu este supusă unei legităţi, deci reprezintă numere aleatoare, în schimb la repornirea calculatorului şi reapelarea procedurilor se obţine exact aceeaşi succesiune de valori ca cea anterioară. Procedura RAND generează numere pseudo-aleatoare uniform realizate între 0 şi 1, unif (0,1).

Teorema generală a simulării [3] stipulează că orice variabilă aleatoare (respectând orice tip de funcţie de repartiţie) poate fi simulată prin combinarea unor valori ale unor variabile aleatoare uniform repartizate între 0 şi 1.

Astfel, dacă X este o variabilă aleatoare X~ unif(0,1), atunci variabila Y = - (1/λ) ln X este o variabilă aleatoare ce respectă o funcţie de repartiţie exponenţială de parametru λ [3]:

$$X \sim \text{unif}(0,1) \Rightarrow Y = -\frac{1}{\lambda} \ln X \sim \exp(\lambda). \quad [5.4]$$

5.2. Simularea unei traiectorii a unui proces Markov

O traiectorie a unui proces Markov are aspectul din figura 1, unde:

t - timpul în ore, T este orizontul de timp al analizei;

X_t - starea ocupată de sistem la momentul t (pentru cazul concret analizat, spaţiul stărilor este $X_t \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$);

T_{oi} - variabila aleatoare "timp de sejur neîntrerupt în starea i"- se demonstrează că această variabilă aleatoare respectă o lege de repartiţie exponenţială de parametru egal cu termenul diagonal cu semn schimbat corespunzător stării i în generatorul sistemului.

$$T_{oi} \sim \exp(-g_{ii});$$

t_{si} - momente de salt ale procesului.

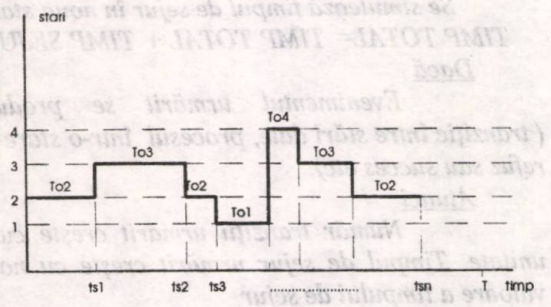


Fig. 1. O traiectorie posibilă a unui proces Markov.

Prin urmare, simularea unei realizări a acestui timp de sejur neîntrerupt se reduce la simularea unei realizări a unei variabile aleatoare repartizate exponenţial de parametru corespunzător.

La încheierea unei perioade de sejur neîntrerupt într-o stare oarecare, procesul suferă un salt către altă stare, care se alege dintre cele cu care starea curentă comunică (elementele ce corespund stărilor posibile ca destinaţie pe linia corespunzătoare stării de plecare a saltului sunt nenule - aceeaşi structură se poate deduce din observarea tranziţiilor posibile în graful stărilor asociat).

Desigur starea destinaţie nu este cunoscută cu aproximaţie, se pot pune în evidenţă doar probabilităţile de salt din starea iniţială către fiecare stare finală [4]:

$$P_{ij} = \frac{g_{ij}}{\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{m} g_{ik}} = \frac{g_{ij}}{-g_{ii}}, \quad [5.5]$$

unde:

P_{ij} este probabilitatea de salt din stare i in stare j;

g_{ij} - intensitatea de tranziţie a procesului din starea i in starea j (elementul de pe linia i şi coloana j a generatorului);

$\sum g_{ik}$ - suma intensităţilor de plecare din starea i;

m - numărul de stări ale sistemului.

În cadrul simulării Monte-Carlo, pentru a obţine o realizare a saltului se parcurg următoarele etape:

- se dă starea iniţială;
- se identifică stările posibile ca destinaţie;
- se calculează probabilităţile de salt;
- se împarte segmentul (0,1) în subintervale de valori egale cu probabilităţile de salt puse în evidenţă anterior (desigur suma probabilităţilor de salt este egală cu 1, deoarece sistemul sare cu siguranţă în una din aceste stări - acest lucru se poate pune în evidenţă şi din relaţia matematică de calcul al probabilităţilor de salt);
- se simulează o realizare a unei variabile aleatoare uniform repartizate pe intervalul (0,1). Subintervalul în care se va încadra această valoare punctuală va indica noua stare ocupată de sistem în urma saltului simulat.

5.3 Considerarea rezervelor

Indicatorii de fiabilitate urmăriţi până acum erau posibil de obţinut prin aplicarea relaţiilor de

calcul corespunzătoare soluţiilor analitice în cadrul analizei proceselor Markov în regim tranzitoriu.

Totuşi, soluţiile analitice se pot construi numai pentru cazul în care rezervele din sistem sunt de tip activ (t_{crz}=0). Apariţia timpilor de comutare a rezervelor creează probleme nerezolvate încă prin soluţii analitice.

Pentru cazul regimului staţionar, în [7] se descrie o metodă interesantă de corectare a duratelor medii totale petrecute în fiecare stare, prin considerarea numărului mediu de apelări ale rezervei pe orizontul de timp al observării. Acest număr se înmulţeşte cu durata unei comutări şi se obţine o corecţie de timp ce se scade din timpul mediu cumulat petrecut în starea cu nivel de succes superior şi se adaugă la durata medie cumulată petrecută în starea ocupată, când rezerva este indisponibilă. Din câte se observă, această abordare se bazează în continuare pe valori medii ale variabilelor aleatoare.

Prin simulare Monte-Carlo, această lipsă de precizie este eliminată.

Exemplificând pe cazul concret analizat, considerând o rezervă de tip pasiv, raţionamentul utilizat a fost următorul:

- rezerva este apelată când sistemul, aflat în starea 1, pierde o moară. Pe durata t_{crz}, cât rezerva nu livrează cărbune, sistemul are practic patru mori în funcţiune, asigurând un debit egal cu cel furnizat în starea 3. În aceste condiţii, pentru a evita introducerea unei stări suplimentare ce ar complica analiza, se presupune că pe perioada scursă din momentul defectării primei mori (solicitării rezervei) până în momentul în care rezerva intră în regim normal, sistemul se găseşte în starea 3. Aşadar, înaintea începerii sejurului în starea 2 la trecerea din starea 1, sistemul staţionează o durată t_{crz} în starea 3.

Modelarea şi simularea acestui fenomen nu prezintă dificultăţi şi poate fi uşor generalizată în cadrul altor fenomene mai complexe.

6. Simularea Monte-Carlo a unui proces Markov. Urmărirea valorilor indicatorilor de fiabilitate

În urma acestor simulări se obţin următoarele informaţii:

- variaţia în timp a probabilităţilor de ocupare a stărilor sistemului;
- variaţia în timp a disponibilităţii sistemului;
- variaţia în timp a fiabilităţii;
- distribuţia numărului de tranziţii dintr-o stare în altă stare pe un orizont de timp dat (incluzând distribuţia numărului de defectări pe un orizont de timp dat);
- graficul performabilităţii sistemului, referitor la un orizont de timp dat.

Pentru aceşti indicatori, orizontul de timp luat în calcul este de un an (8000 h - reducând perioadele de reparaţie planificată a cazanului).

Metodologia este următoarea:

Se împarte orizontul de timp în subintervale cu lungimea egală cu unitatea de timp (1 h). Valorile succesive ale timpului alcătuiesc un prim vector de lungime egală cu lungimea orizontului de timp al analizei. Pentru unele din valorile urmărite ca indicatori se construiesc, de asemenea, vectori de aceeaşi lungime ca şi anterior. Aceştia vor înregistra pentru fiecare unitate de timp dacă s-a produs fenomenul urmărit (ocupare a unei anumite stări, ocupare a unei stări de succes, ocupare continuă a mulţimii stărilor de succes etc.). Dacă fenomenul se produce, valoarea din vector cu numărul de ordine egal cu momentul producerii creşte cu o unitate, căpătând sens de frecvenţă absolută de apariţie. Desigur, întreaga analiză se bazează pe simularea unei traiectorii a procesului, proces repetat de un număr dat de ori.

Algoritmul de simulare Monte-Carlo a procesului Markov, implementat în limbaj de programare MATLAB va avea, deci, structura:

Pentru: contor =1 până la număr de traiectorii simulate, repetă
{Simulare traiectorie}
Se dă starea iniţială
Se simulează timpul de sejur în starea iniţială
repetă TIMP TOTAL=TIMP TOTAL + TIMP SEJUR
Se simulează saltul către altă stare
Se simulează timpul de sejur în noua stare
TIMP TOTAL= TIMP TOTAL + TIMP SEJUR
Dacă
Evenimentul urmărit se produce (tranziţie între stări date, procesul într-o stare de refuz sau succes etc).
Atunci
Număr tranziţii urmărit creşte cu o unitate. Timpul de sejur urmărit creşte cu noua valoare a timpului de sejur
Până ce (TIMP TOTAL > TIMP OBSERVAŢIE) sau (SISTEM ÎN STARE DE DEFECT)

Frecvenţa absolută de apariţie a valorii obţinute pentru variabila urmărită (timp de sejur în stări de refuz, număr de tranziţii etc.) creşte cu o unitate.

Se obţine vectorul frecvenţelor relative de apariţie pentru valorile numerice ale variabilei aleatoare urmărite.

Calculează vectorul frecvenţelor relative de apariţie prin împărţirea frecvenţelor absolute la numărul de traiectorii simulate (vectorul frecvenţelor relative de apariţie va aproxima vectorul valorilor densităţii de repartiţie pentru variabila aleatoare urmărită).

Integrează vectorul frecvenţelor relative, obţinând o aproximaţie a vectorului valorilor funcţiei de repartiţie a variabilei aleatoare.

Reprezintă grafic funcţia de repartiţie.

În continuare se prezintă simplificat câteva proceduri de simulare pentru calculul diferiţilor indicatori de fiabilitate:

Ca date iniţiale pentru aceste simulări sunt necesare:

- numărul de traiectorii simulate;
- numărul de valori posibile pentru variabila aleatoare urmărită (dimensiunea vectorului frecvenţelor relative şi absolute);
- numărul maxim - posibil, admisibil, de salturi pentru o traiectorie (valoare arbitrară, aleasă suficient de mare pentru a nu influenţa rezultatele simulării));
- durata limită a analizei;
- generatorul procesului;
- vectorul probabilităţilor iniţiale de stare sau starea iniţială a procesului.

Dacă se dă vectorul probabilităţilor iniţiale de stare - $\alpha = \{p1(0), p2(0), \ldots p6(0)\}$ - simularea stării iniţiale a procesului se face într-o manieră asemănătoare cu aflarea starii destinaţie de salt: se împarte segmentul (0,1) în subintervale de lungime egală cu valorile probabilităţilor iniţiale de stare (prin definiţie suma elementelor vectorului α este 1, deoarece la momentul 0 sistemul se afla cu siguranţă în una din cele şase stări). Se simulează o variabilă aleatoare repartizată unif (0,1) (o realizare) şi pe baza subintervalului în care se va găsi aceasta se deduce starea de plecare a procesului.

Probabilităţile tranzitorii de ocupare a stărilor sistemului

Pentru fiecare stare se alocă un vector cu număr de elemente egal cu numărul de unităţi de timp din orizontul de analiză. Se simulează o traiectorie a procesului Markov. Fiind dată starea de plecare, se simulează o valoare a timpului de sejur în aceasta. Toate valorile vectorului corespunzător stării, cu numere de ordine corespunzând intervalului de timp simulat cresc cu o unitate. Se simulează saltul într-o nouă stare. Pentru această stare se simulează timpul de sejur. Valorile din vectorul corespunzător acestei stări cu numere de ordine corespunzătoare intervalului de timp în care sistemul ocupă starea cresc cu o unitate. Simularea traiectoriei, însoţită de măriri ale valorilor frecvenţelor absolute de apariţie a stărilor la fiecare moment de timp, se continuă până ce se epuizează orizontul de timp propus sau un număr limită de salturi pe traiectorie. Se simulează apoi o nouă traiectorie.

La final se obţin vectorii frecvenţelor absolute de apariţie a stărilor la toate momentele de timp. Aceste valori de frecvenţe absolute se împart la numărul total de traiectorii simulate, obţinându-se frecvenţele relative. Pe măsură ce numărul de simulări creşte, aceste valori estimează din ce în ce mai precis valorile probabilităţilor de ocupare a stărilor sistemului la fiecare moment de timp.

Dacă la sfârşit se însumează pentru fiecare moment de timp valorile probabilităţilor de ocupare a stărilor de succes exact la momentul respectiv, se obţine vectorul ce memorează valorile **disponibilităţii sistemului**.

Fiabilitatea sistemului

Se simulează un număr dat de traiectorii ale procesului. Pentru fiecare traiectorie se urmăreşte variabila "timp cumulat petrecut fără întrerupere în stările de succes". Fiecare traiectorie se consideră încheiată când sistemul intră într-o stare de insucces şi îi este atribuită valoarea timpului de ocupare neîntreruptă a stărilor de succes. Se iniţializează un vector cu un număr de elemente egal cu numărul de unităţi de timp ale orizontului de analiză. La încheierea traiectoriei, valoarea numerică a timpului neîntrerupt de succes se rotunjeşte, şi astfel se obţine numărul de ordine al poziţiei din vectorul iniţial care-şi sporeşte valoarea cu o unitate. Astfel, se obţine vectorul frecvenţelor absolute de apariţie a valorilor din orizontul de timp analizat, ca valori de încheiere a periodei neîntrerupte de succes. Prin împărţire la

numărul de traiectorii simulate se obţine vectorul de frecvenţe relative. Acesta se integrează numeric folosind aproximarea integralei definite cu o sumă Riemann [1], obţinându-se astfel estimarea non-fiabilităţii sistemului. Prin scădere din 1 se obţin valorile fiabilităţii sistemului la fiecare moment de timp.

7. Performabilitatea sistemului Markov

Se presupune că în fiecare stare sistemul are o performanţă specifică exprimată în debit de combustibil constant pe unitatea de timp.

Prezintă interes calculul repartiţiei variabilei aleatoare "cantitatea de combustibil preparată anual".

Simularea acestei variabile nu diferă principial de celelalte. De fiecare dată când se calculează un timp de sejur, se înmulţeşte cu valoarea performanţei specifice corespunzătoare stării respective. În sfârşit, se memorează valoarea numerică obţinută prin creşterea cu o unitate a frecvenţei absolute de apariţie a acesteia. De această dată, vectorul de frecvenţe relative se asociază intervalului de valori posibile ale performanţei cumulate anuale şi are numărul de elemente egal cu numărul de unităţi de performanţă arbitrar alese al intervalului posibil de valori.

Analiza poate fi extinsă prin alocarea unei puteri la borne specifice pentru fiecare stare, ceea ce duce la repartiţia energiei anuale livrate. Mai mult, dacă se alocă şi un preţ al energiei (sau un beneficiu specific) se poate obţine repartiţia beneficiului anual cumulat. Aplicarea teoriei sistemelor "failure delay" [1, 2 etc.] permite modelarea anumitor condiţii de continuitate în alimentare şi introducerea penalizărilor pentru nerespectarea acestora.

Observaţie: Afirmaţiile se bazează pe ipoteza unei performanţe specifice (de exemplu, cantitate de cărbune livrată în unitatea de timp) constante. Simularea Monte-Carlo permite, de asemenea, obţinerea de grafice ale performabilităţii când performanţa specifică variază în timp. Este suficient să se calculeze performanţa cumulată pe durata de ocupare continuă a fiecărei stări şi să se adauge această valoare la performanţa cumulată până în momentul saltului în starea analizată.

8. Rezultate numerice, grafice

Din cauza spaţiului disponibil, se prezintă în cele ce urmează numai câteva grafice mai semnificative. Algoritmii şi programele de calcul utilizate pot fi puse cu uşurinţa la dispoziţia celor interesaţi.

Programele de calcul au fost construite în limbajul MATLAB.

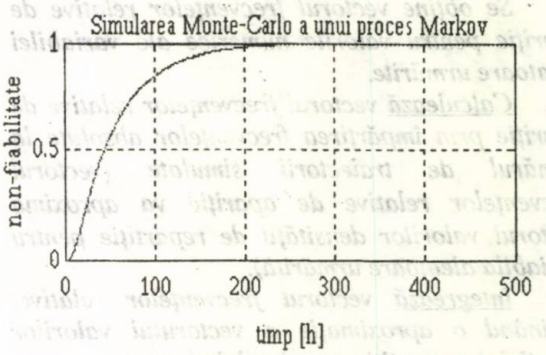


Fig 2.Graficul non-fiabilităţii unui sistem Markov, obţinut prin simulare Monte-Carlo. Stare de succes: "Sistemul asigură debitul nominal". Număr echipe reparaţie: 1. Număr simulari: 5000.

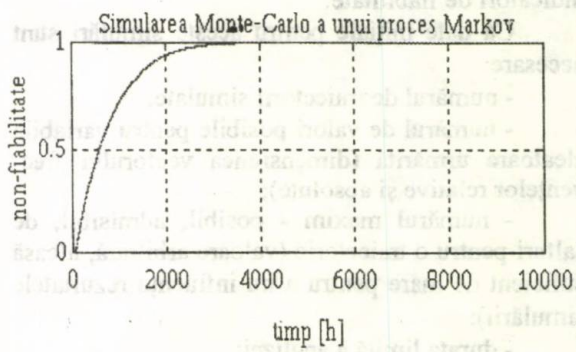


Fig.3. Graficul non-fiabilităţii unui sistem Markov, obţinut prin simulare Monte-Carlo. Stare de succes: "Cazanul funcţionează". Număr de echipe de reparaţie: 1. Număr simulări: 5000.

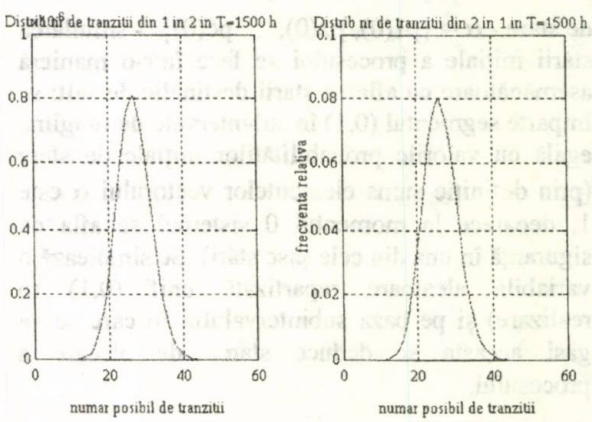


Fig. 4. Graficul distribuţiei numărului de tranziţii între stările de succes în cazul în care: - stare de succes: asigurarea debitului nominal; -număr simulări: 100000.

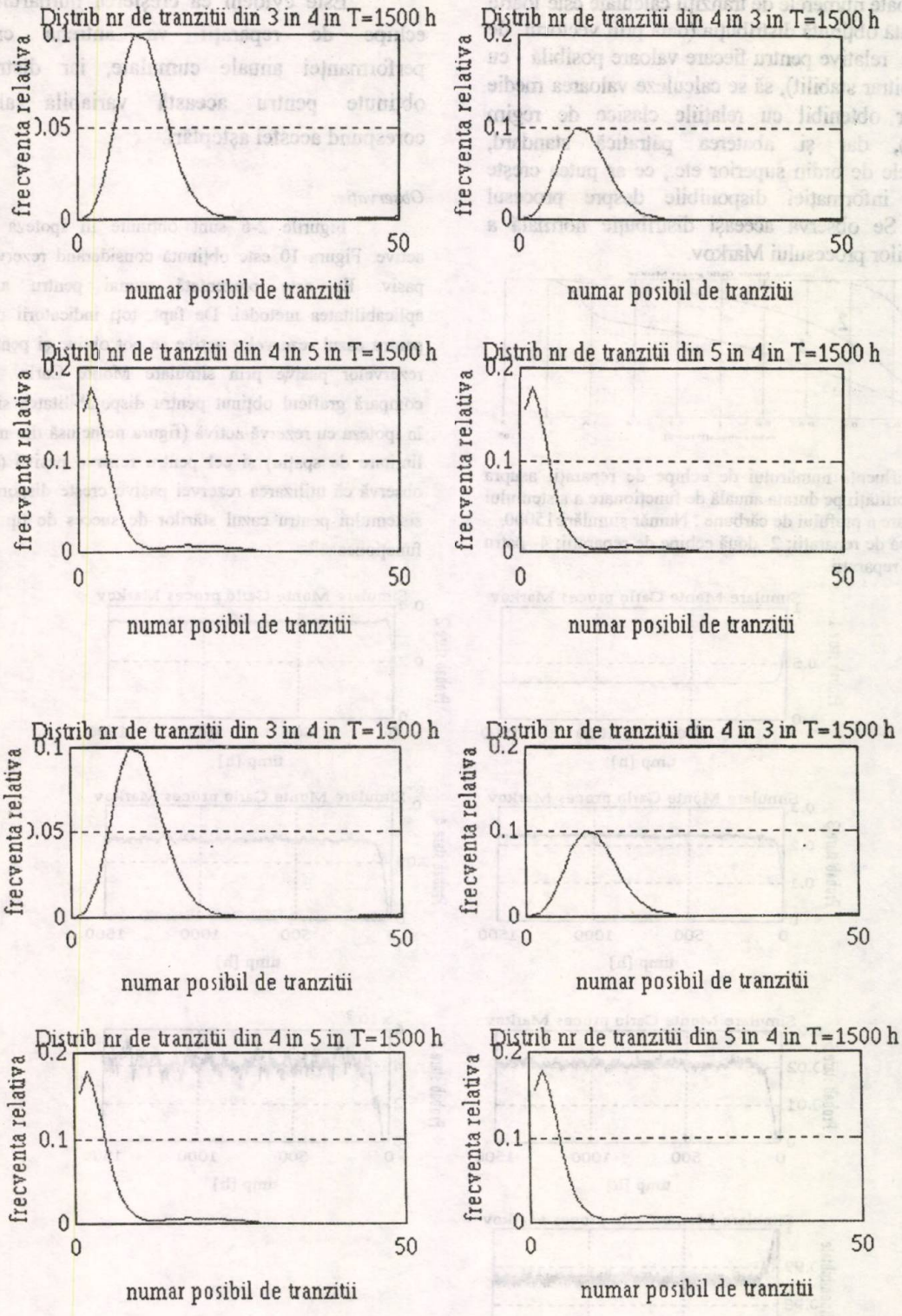


Fig.5. Distribuţia numărului de tranziţii între stările de funcţionare ale sistemului pe perioada T = 1500 h.
Ipoteze: - stare de succes : cazanul funcţionează; - număr de simulări: 75000.

În general se demonstrează existenţa unei distribuţii asimptotice de tip normal pentru parametrii caracteristici ai unui proces Markov. Figura 4 confirmă această afirmaţie.

Pentru toate numerele de tranziţii calculate este foarte uşor, odată obţinută distribuţia (dată prin vectorul de frecvenţe relative pentru fiecare valoare posibilă - cu pasul arbitrar stabilit), să se calculeze valoarea medie (indicator obtenibil cu relaţiile clasice de regim staţionar), dar şi abaterea pătratică standard, momentele de ordin superior etc., ce ar putea creşte calitatea informaţiei disponibile despre procesul urmărit. Se observă aceeaşi distribuţie normală a parametrilor procesului Markov.

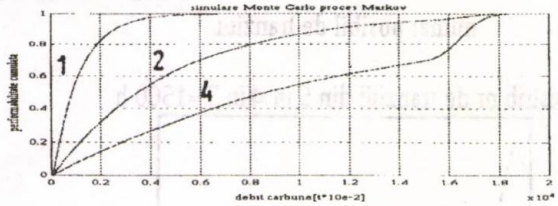


Fig. 6. Influenţa numărului de echipe de reparaţii asupra performabilităţii pe durata anuală de funcţionare a sistemului de preparare a prafului de cărbune . Număr simulări:15000. 1- o echipă de reparaţii; 2- două echipe de reparaţii; 4- patru echipe de reparaţii.

Este evident că creşterea numărului de echipe de reparaţii va antrena creşterea performanţei anuale cumulate, iar distribuţiile obţinute pentru această variabilă aleatoare corespund acestei aşteptări.

Observaţie:

Figurile 2-6 sunt obţinute în ipoteza rezervei active. Figura 10 este obţinută considerând rezerva de tip pasiv. Ea este prezentată numai pentru a ilustra aplicabilitatea metodei. De fapt, toţi indicatorii obtenibili pentru cazul rezervelor active se pot obţine şi pentru cazul rezervelor pasive prin simulare Monte Carlo. Dacă se compară graficul obţinut pentru disponibilitatea sistemului în ipoteza cu rezervă activă (figura neinclusă din motive de limitare de spaţiu) şi cel pentru rezerva pasivă (fig.7) se observă că utilizarea rezervei pasive creşte disponibilitatea sistemului pentru cazul stărilor de succes de tip "cazanul funcţionează".

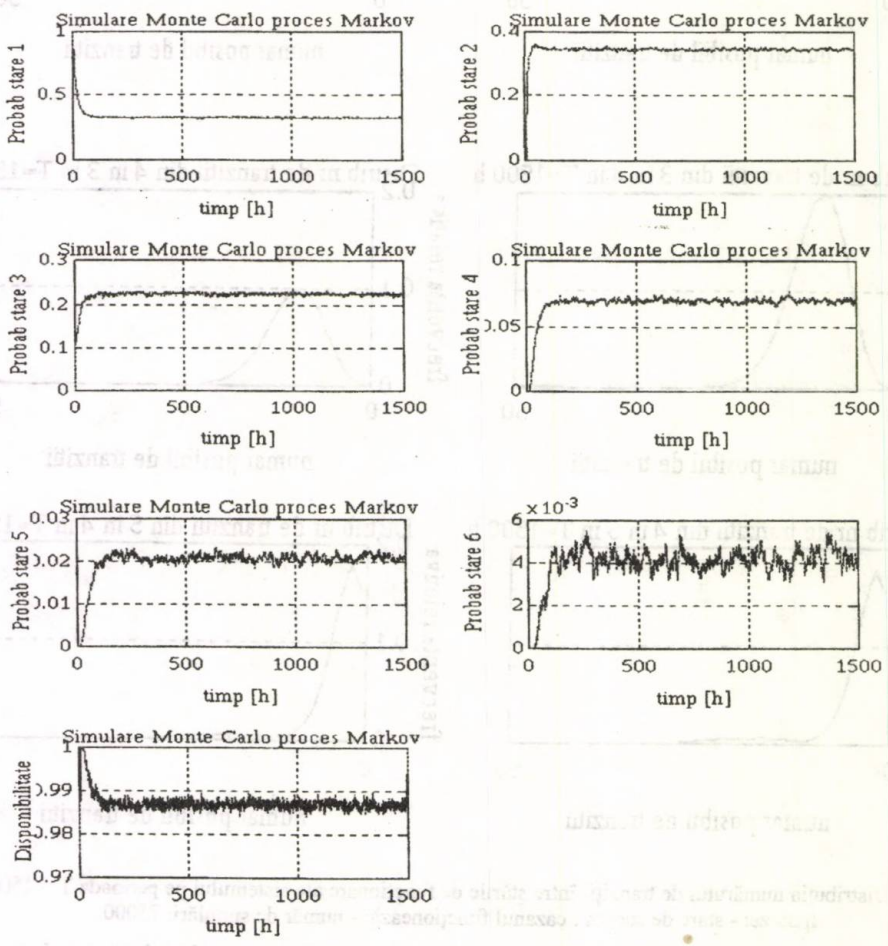


Fig. 7. Graficul disponibilităţii şi distribuţiei temporale a probabilităţilor de stare în cazul în care : -stare succes: cazanul funcţionează; numar simulări = 25000; - vectorul probabilităţilor iniţiale de stare α = [1 0 0 0 0 0]; - rezerva este de tip pasiv.

cea corespunzătoare probabilităţii de ocupare a stării 6 - cea mai improbabilă. Numărul de treceri prin această stare în cadrul numărului de traiectorii simulat este prea mic pentru a permite o aproximare precisă. Ca o observaţie generală, cu cât o stare este mai improbabilă pentru un sistem dat, cu atât curba probabilităţii de ocupare a acelei stări este mai dispersată pentru un număr dat de simulări de traiectorii ale procesului.

Concluzii

Simularea Monte-Carlo a proceselor Markov permite obţinerea unui număr mult mai mare de rezultate interesante decât soluţiile analitice. Printre noutăţile prezentate de această lucrare se pot aminti:

- obţinerea distribuţiei numărului de defectări pe un orizont de timp dat;
- obţinerea graficelor indicatorilor de fiabilitate în regim tranzitoriu (probabilităţi de ocupare a stărilor, disponibilitate, fiabilitate, distribuţie a numărului de defectări etc.) pentru toate tipurile de rezerve (activă, semiactivă, pasivă).

Singurul dezavantaj al metodei este dat de timpul ridicat de calcul. Metode clasice de reducere a varianţei [8] pot elimina parţial acest dezavantaj.

De asemenea, este necesară o modelare atentă a tuturor fenomenelor posibile, cu preocupări de reducere a spaţiului stărilor, folosind particularităţile tehnologice ale sistemului analizat.

O preocupare de perspectivă a autorilor este folosirea principiilor de simulare a proceselor semi-Markov pentru studiul comportamentului aleator al sistemelor tehnologice pentru care ipoteza simplificatoare a repartiţiilor de tip exponenţial nu este convenabilă.

BIBLIOGRAFIE

[1] Binig, A. V., Limnios, N. *Cumulative Failure Delay Systems Reliability Modelling.* In: Revue Européene de Diagnostic et Sureté de Fonctionnement - Editions Hermes - Paris - Vol. 4, No. 4/1994, pp 455-487

[2] Binig, A. V., Limnios, N. Ionescu, D.C. *Analiza de continuitate în alimentare şi de performabilitate pentru relaţia furnizor-consumator de căldură folosind teoria sistemelor Failure Delay.* Energetica, nr. 2/1995.

[3] Bouleau, N. *Probabilités de l'ingénieur: Variables aléatoires et simulation.* Hermann, Editeurs des sciences et des arts, Paris, 1986

[4] Grimett, G. R., Stirzaker, D.R. *Probability and Random Processes - Oxford Science Publications* , Clarendon Press - Oxford, 1992.

[5] Meyer, J. F. *On Evaluating the Performability of Degradable Computer Systems.* In: IEEE Transactions on Computers. Vol. c-29, No. 8, 1980, pp 720-731.

[6] Nitu, V. I.s. a. et al *Fiabilitatea instalaţiilor energetice - culegere de probleme pentru ingineri.* Editura Tehnică, Bucureşti, 1979.

[7] Nitu, V. I., Ionescu, D. C. *Fiabilitate în energetică.* Editura Didactică şi Pedagogică Bucureşti, 1980

[8] . Ross, S. *A course on simulation.* Macmillan Publishing Company, New York, 1993.

(Referent: ing. Manfred Stein - Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - Bucureşti)

(Primit la 4 martie 1996, acceptat la 27 mai 1996)

PROBLEME ALE SUPRAVEGHERII ŞI ÎNTREŢINERII CONSTRUCŢIILOR CENTRALELOR ELECTRICE DIN PATRIMONIUL RENEL

ing. DAN HULEA, ing. RADU BUCUŢA, ing. ANTON KORBL*

Deşi construcţiile reprezintă peste 65% din valoarea patrimoniului centralelor hidro şi termoenergetice din RENEL, până în prezent activităţile de expertizare a stării lor tehnice şi de întreţinere nu au fost suficient dezvoltate, grija permanentă fiind focalizată spre întreţinerea echipamentelor energetice şi realizarea de investiţii noi. Sub presiunea avariilor din ce în ce mai dese şi a "îmbătrânirii" construcţiilor, este necesară modernizarea tehnicilor de supraveghere a construcţiilor şi dezvoltarea de tehnici de investigaţie suplimentare, mai eficiente decât cele existente. În articol sunt prezentate preocupările existente în RENEL în aceste privinţe, şi măsuri prevăzute pe termen lung.

Although the constructions share represents over 65% of the RENEL hydroelectric power and thermal power stations endowment value, the suitable expertise activity condition and the maintenance works have not been sufficiently developed.

Within RENEL the permanent concern was the power equipment maintenance and new investments development. Under the conditions of more and more frequent failures and construction "ageing" it has become necessary to update the techniques for the constructions monitoring and to develop supplimentary investigation techniques more efficient than the existing ones. In the paper, the existing preoccupation in this respect, as well as the measures to be taken on long term at the level of the Romanian Electricity Authority (RENEL) are presented.

Descriptori: centrale electrice, partea de construcţii, mentenanţă.

Introducere

Construcţiile reprezintă peste 65% din valoarea întregului patrimoniu al RENEL.

În practica de zi cu zi a exploatării centralelor electrice (hidro şi termoelectrice) o atenţie mai mare se dă în permanenţă întreţinerii echipamentelor energetice. O relativ mai mică atenţie s-a dat în general întreţinerii corecte a părţilor de construcţii, cu toată existenţa normativelor din acest domeniu.

Există o serie de explicaţii pentru aceasta. Construcţiile se degradează mult mai încet, prin schimbări lente, de la an la an. Personalul de exploatare se obişnuieşte cu schimbările apărute la construcţii (acumularea de semne de degradare) şi de regulă hotărârea de a fi reparate se ia atunci când se petrec fenomene evidente de deteriorare sau avarii.

Este important de subliniat că micile acumulări de degradări la părţile de construcţii pot avea ca deznodământ avarii grave (inclusiv ruperi de baraje - cu urmări incalculabile) sau reparaţii foarte costisitoare. Există din păcate deja suficiente exemple, dintre care se pot cita: digul mal drept al acumulării Tileagd pe râul Criş, galeria de aducţiune a CHE Clăbucet (Dâmboviţa), galeria forţată a CHE Lereşti etc.

"Întreţinerea preventivă" a construcţiilor energetice este insuficient reglementată. Din fericire, există relativ bine organizată activitatea de urmărire a comportării construcţiilor (UCC) în cadrul filialelor de exploatare a centralelor hidroelectrice. Graţie acestei activităţi unele comportamente atipice sau deteriorări ale construcţiilor sunt semnalate din timp.

I. Cauze care pot duce la deteriorarea construcţiilor hidroenergetice

Printre cauzele care pot duce la avarii catastrofale, se numără cedarea construcţiilor de retenţie - baraje, centrale în frontul de retenţie, diguri. Statisticile Comisiei Internaţionale a Marilor Baraje (ICOLD) arată că:

- în perioada primei umpleri a lacului (la prima punere sub sarcină a barajelor) frecvenţa avariilor este cea mai mare;

* RENEL Grupul de Producere a Energiei Electrice şi Termice - GPEET, Bucureşti

■ frecvenţa avariilor creşte din nou după 30 - 40 ani de exploatare.

Cauzele avariilor la baraje se pot grupa în două categorii: insuficienţa tehnică iniţială sau degradarea în timp.

I.1. Insuficienţa tehnică iniţială

Printre motivele care pot duce la creşterea riscului de avarie a barajelor se pot cita:

■ **Incertitudinea:** Niciodată datele obţinute în faza de studii şi proiectare nu vor putea fi complete, ci îndeosebi punctuale. Exemple: terenul de fundare, materialele de construcţie, date hidrologice şi altele.

■ **Ignoranţa:** Deseori nu se ştie că nu sunt cunoscute anumite aspecte ale siguranţei viitorului baraj (niciodată nu se poate şti totul). Exemple: fenomene care apar după un timp de exploatare (ca: eroziunea internă, viteza de degradare în timp a materialelor de construcţie), accidente tectonice nedetectate din fundaţii care pot provoca mecanisme de cedare nebănuite şi altele.

De asemenea, un factor important este nivelul general de cunoştinţe avut în perioada proiectării şi execuţiei. Pe de altă parte, modelul fizic, real, de comportare a structurilor diferă întotdeauna de modelul matematic utilizat la proiectare.

■ **Riscul:** Riscul inevitabil al producerii unor abateri umane cu efect dăunător asupra siguranţei în exploatare a barajelor. Exemplu: greşeli de concepţie, execuţie neconformă cu proiectele, greşeli de exploatare etc.

■ **Hazardul:** Fenomene naturale sau acţiuni sociale distructive se pot produce oricând. Exemple: solicitarea construcţiilor la seisme, viituri, sabotaje.

I.2. Degradarea în timp a construcţiilor şi a fundaţiilor lor

Fenomenele cunoscute sub numele generic de "îmbătrânirea barajelor" sunt azi studiate în profunzime pe plan mondial. Statististicile internaţionale ilustrează faptul că dacă un baraj a fost exploatat un număr de 25 - 30 de ani fără probleme nu înseamnă că va avea un comportament sigur în continuare. În timp, construcţiile suferă modificări sub acţiunea a diverşi factori, ca:

■ **acţiunea distructivă a factorilor de mediu asupra betonului şi a armăturilor:**

- îngheţ - dezgheţ;
- agresiune chimică - compuşi pe bază de sulf sau carbon din apă sau aer;

■ **degradarea materialului din fundaţii:**

- spălări ale materialelor din falii la fundaţii stâncoase la baraje şi centrale hidroelectrice;
- degradarea solurilor loessoide sub acţiunea apei;
- dizolvarea cimentului din voalurile de etanşare prin injecţii etc.;

■ **schimbarea caracteristicilor materialelor din baraje:**

- eroziunea internă a nucleelor de argilă de către curentul de apă al infiltraţiilor, mai ales în prezenţa fenomenului de dispersivitate;
- eroziunea internă a părţii fine din granulometria materialului de umplutură din digurile de pământ (balast) de către infiltraţiile prin peree;
- schimbarea granulometriei filtrelor din barajele de pământ prin transportul de către curentul de apă de infiltraţii a părţii fine din umplutură şi altele.

Un factor care a generat cele mai multe probleme actuale de exploatare a fost accelerarea ritmului de construcţie a obiectivelor energetice între anii 1975 - 1989, fără asigurarea armonioasă cu resurse ca: materiale de construcţie, carburanţi, în condiţiile organizării defectuoase de şantier şi altele. Ca urmare, şi prin presiunile exercitate de autorităţi, o serie de obiective au fost puse în funcţiune cu grave abateri de calitate, în raport cu practica inginerească curentă, legislaţia şi reglementările tehnice în vigoare. S-a ajuns adesea la modificări numeroase ale proiectelor şi caietelor de sarcini, în vederea realizării mai facile a obiectivelor, chiar dacă astfel s-a sacrificat uneori siguranţa viitoarelor construcţii.

Exemplele inventariate sunt deja numeroase şi se pot cita:

- distrugerea betonului din castelul de echilibru al CHE Scropoasa, din cauza execuţiei sale prea rapide;
- execuţia peretelui continuu de etanşare în profunzime de la digul mal stâng al AHE Tileagd pe numai 1,0 - 2,0 m adâncime, în loc să fie realizat pe 7,0 - 8,0 m, până la roca de bază, urmarea fiind avarierea digului în februarie 1992, oprirea centralei mai mult de doi ani şi execuţia de reparaţii costisitoare;
- dese avarii la galeriile de aducţiune ale CHE, din cauza betonării şi lucrărilor de injecţii necorespunzătoare, la CHE Râul Mare - Retezat,

CHE Nehoiaşu din AHE Surduc - Siriu, CHE Lereşti şi CHE Clăbucet etc., şi este foarte probabil că se vor manifesta şi altele cu timpul.

II. Cauze care pot conduce la deteriorarea construcţiilor termoenergetice

Construcţiile termoenergetice sunt supuse unei agresivităţi sulfatice intense, generată chiar de funcţionarea termocentralelor, agresivitate care nu a fost luată în considerare în faza de proiectare.

Această agresiune suplimentară a "exploatat" intens numeroasele imperfecţiuni ale structurilor, apărute ca urmare a erorilor umane de execuţie, a seismelor etc.

Rezultatele parţiale obţinute în urma derulării programului de expertizare la seism a construcţiilor din termocentrale au arătat că se poate estima la 25 - 30% numărul clădirilor principale care nu mai prezină rezerva minimă necesară de capacitate de rezistenţă şi stabilitate la seism; procesul de degradare este în evoluţie accelerată.

Cenuşa rezultată din arderea cărbunelui în termocentrale este depusă în halde care ating dimesiuni foarte mari, la adăpostul unor adevărate baraje cu înălţimi crescând zi de zi, tinzând în unele cazuri către 100 m. Fiind considerate "elemente neproductive", la construcţia acestor halde nu s-au respectat întotdeauna normele de siguranţă specifice barajelor mari. Drept urmare, pe măsură ce haldele cresc în înălţime, asistăm tot mai des la accidente generate de acestea.

Această situaţie, deosebit de gravă, a condus, în urma unei analize aprofundate, la luarea unor măsuri speciale de organizare sau de îmbunătăţire a organizării existente în **RENEL**, în domeniul supravegherii construcţiilor. Măsurile privesc în general două aspecte:

- modernizarea activităţii de urmărire a comportării construcţiilor (UCC),
- dezvoltarea metodologiilor şi a tehnologiilor de investigare şi evaluare a stării tehnice a construcţiilor.

Activitatea numită "supravegherea construcţiilor" reuneşte cele două discipline menţionate mai sus.

III. Modernizarea activităţii de UCC

III.1. Activitatea de UCC la amenajările hidroenergetice

Pe plan mondial, în ţările dezvoltate, urmărirea comportării construcţiilor - şi în special a barajelor - a cunoscut în ultimii 30 de ani o perfecţionare continuă, adâncindu-şi obiectivele. Esenţială este trecerea de la simpla măsurare a unor valori de comportament şi compararea lor cu "valori - limită" date prin proiect, la analiza permanentă a evoluţiei întregului şir de date măsurate - pe întreaga durată de viaţă a construcţiei. S-a trecut astfel de la caracterul de constatare al activităţii (uneori tardivă), la caracterul predictiv, profilactic al acesteia.

De la o astfel de abordare a activităţii de UCC, se doreşte detectarea din timp a schimbărilor sau a tendinţelor evolutive în comportamentul construcţiilor. Aceasta ar duce la intervenţii făcute în situaţii incipiente ale unor eventuale defecţiuni, minimizând costurile reparaţiilor şi micşorând riscul unor avarii grave.

În România, acest progres a fost cunoscut abia după anul 1990, înainte informaţiile circulând extrem de dificil. Pentru recuperarea acestui însemnat decalaj tehnologic, RENEL a stabilit relaţii de cooperare cu Electricité de France (EDF), în cadrul cărora a fost conturat un program efectiv - foarte complex - de modernizare a activităţii de UCC în sectorul hidrocentralelor.

Acest amplu program este compus în principal din următoarele categorii de acţiuni:

1. Revizuirea normativului departamental PE 734/90, în sensul aşezării activităţii de UCC pe principii moderne. De altfel, normativul este intitulat "Normativ pentru întocmirea instrucţiunilor şi proiectelor de UCC la construcţiile hidroenergetice". El va trebui să conţină în afară de aceasta, principiile moderne ale desfăşurării activităţii.

2. Reanalizarea, în vederea reabilitării, a reţelelor de pilaştri şi repere topografice pentru măsurătorile de microtriangulaţie şi nivelment efectuate pentru urmărirea comportării construcţiilor. Analiza deja efectuată, a pus în evidenţă faptul că precizia realizată cu reţelele şi metodele de prelucrare a datelor existente este departe de cea necesară pentru UCC. În scopul detectării apariţiei unor schimbări de tendinţe, precizia realizată prin măsurătorile topometrice trebuie să fie sub 1,0 mm.

3. Analizarea stării tehnice a tuturor dispozitivelor şi aparatelor de măsură şi control (AMC) montate la baraje şi alte construcţii

hidrotehnice. Un amplu studiu efectuat în acest sens a pus în evidenţă două aspecte:

■ Un procent însemnat de aparate nu funcţionează corect sau deloc. Nu există încă un normativ tehnic pentru întreţinerea, verificarea şi etalonarea acestor aparate care au fost montate ca dispozitive de siguranţă.

Trebuie subliniat faptul că la barajele din patrimoniul RENEL au fost montate zeci de mii de dispozitive şi AMC pentru UCC. Un astfel de normativ se află acum în lucru la GSCI.

■ Pentru verificarea ipotezelor de proiectare, în vederea primei puneri sub sarcină, la baraje se montează multe aparate. Spre exemplu, la barajul Vidraru pe râul Argeş sunt montate circa 1 000 AMC.

Totuşi, pentru supravegherea comportării barajului în timpul exploatării se reţin în urmărire conform practicii mondiale aparate mai puţine, ce dau însă indicaţii cât mai sintetice. Actualmente, reanalizarea dotării cu mijloace de supraveghere a barajului Vidraru se află în studiu la ISPH.

4. Măsuri pentru îmbunătăţirea modului de prelucrare a datelor rezultate din activitatea de UCC. S-au studiat deja la ISPH primele "modele statistice de comportament", reuşindu-se alcătuirea "modelului de comportament" matematic al barajului Tarniţa pe râul Someşul Cald. Acest baraj din beton în arc cu dublă curbură, înalt de circa 100 m, are caracteristică o grosime relativ mică (un coeficient de zvelteţe mare). Prin analiza statistică a întregului şir de date (deplasări) măsurate la pendulele din baraj s-a reuşit separarea efectelor reversibile (elastice) de cel ireversibil, sub acţiunea principalelor solicitări (presiunea hidrostatică şi diferenţele de temperatură). Rezultatele acestei analize sunt ilustrate în figurile 1-4. Se remarcă faptul că deplasările remanente (ireversibile) evoluează încă după 23 de ani de la prima punere sub sarcină.

În continuare, astfel de modele se vor elabora pentru toate barajele avute în supraveghere.

5. Pentru realizarea dezideratelor de la punctul 4, toate datele măsurate în cursul exploatării barajelor vor fi introduse în baze de date pe calculator, prelucrarea cu algoritmi complecşi fiind posibilă numai cu calculatorul. Se urmăreşte ca în câţiva ani să se ajungă la constituirea unui sistem "on-line", în care prelucrarea datelor rezultate din UCC să se efectueze în timp real prin procedeele expuse mai sus. Efortul este considerabil.

Evident, programul de modernizare este mult mai complex, cuprinzând şi o serie de măsuri organizatorice. Este interesant de arătat că la EDF cheltuielile pentru implantarea sistemului de UCC (aparatură şi organizare) sunt de circa 1% din valoarea de investiţie a unui baraj, iar cheltuielile anuale pentru desfăşurarea activităţii sunt de 0,1% din valoarea barajului. Se consideră că odată ce prima defecţiune majoră este evitată prin semnalarea ei de către UCC, cheltuielile se amortizează integral, având în vedere amploarea pagubelor posibile şi chiar pierderile de vieţi omeneşti ce ar rezulta în urma ruperii unui baraj.

III.2. Activitatea de UCC la centralele termoenergetice

Datele deja cunoscute asupra evoluţiei stării tehnice a construcţiilor termocentralelor impun dezvoltarea şi reorganizarea activităţii de UCC în scopul monitorizării generale şi eficiente a construcţiilor, în sensul determinării în timp util a stării lor reale, a apariţiei tendinţelor evolutive de degradare şi a evaluării ratei de creştere a nivelului de degradare.

Se urmăreşte realizarea unui sistem de investigare care să poată oferi în primul rând datele necesare evaluării stării construcţiilor aflate pe fluxurile tehnologice principale de producţie a energiei.

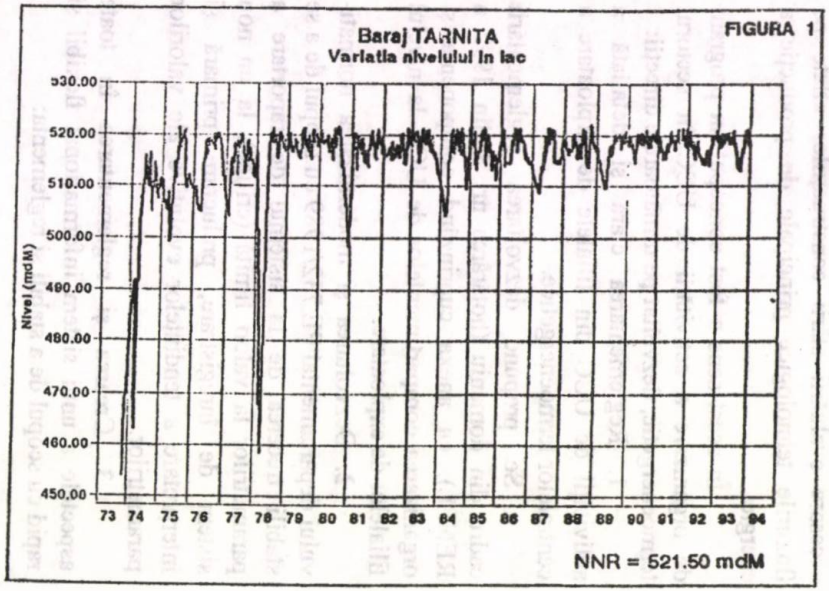
În acest sens a fost conceput un program de organizare a activităţii de UCC în sectorul termoenergetic, dezvoltat pe următoarele direcţii:

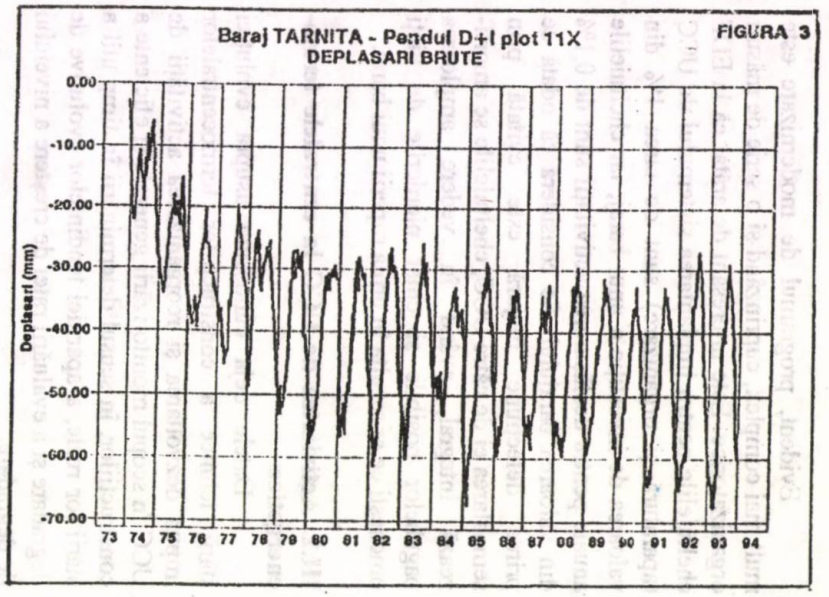
1. Reglementarea clară şi detaliată a activităţii de UCC din filialele de exploatare a centralelor termoenergetice.

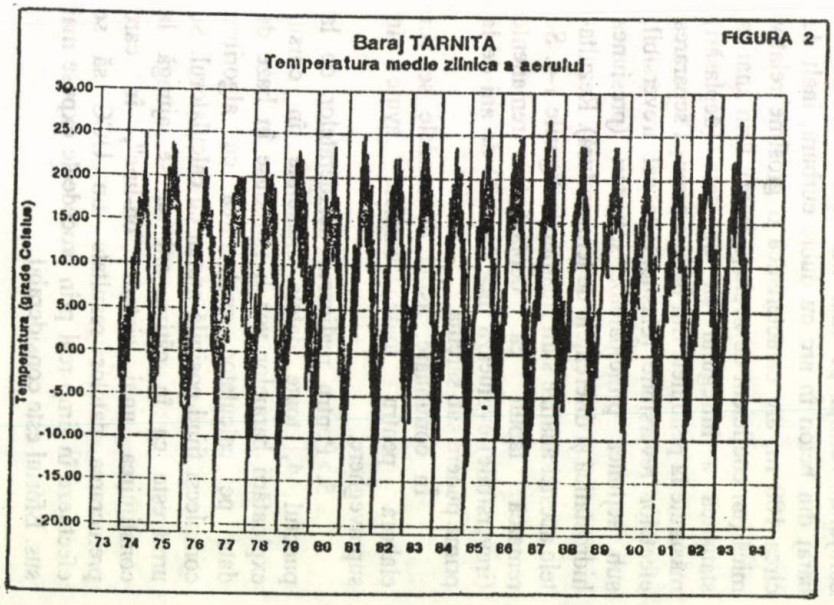
Se propune dezvoltarea reglementării cadru din domeniu (hotărârea nr. 3 din 1992 a RENEL), cu anexa cuprinzând componenţa şi organizarea compartimentelor de UCC la nivelul filialelor de exploatare.

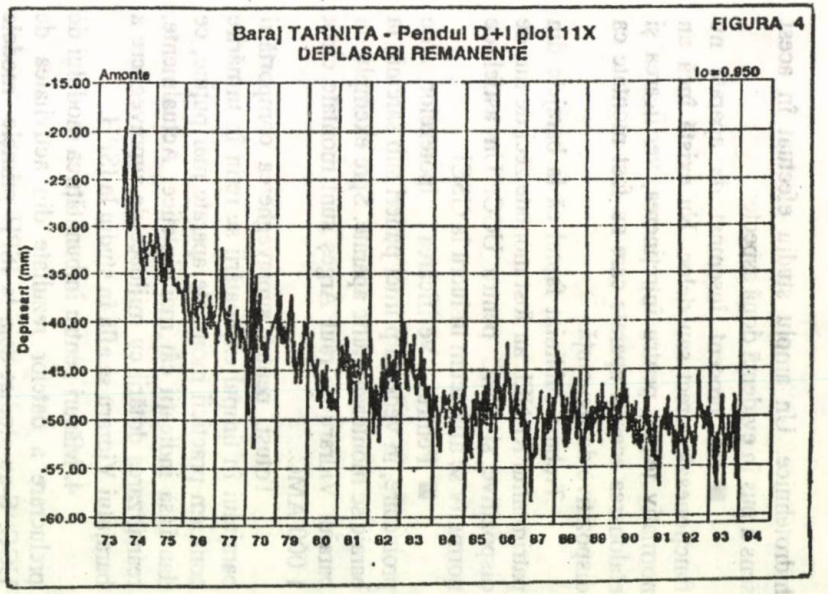
2. Dezvoltarea şi modernizarea normativului departamental PE 732/1989 cu scopul de a se stabili trecerea de la sistemul de raportare a parametrilor la valori limită (critice), la un nou sistem de înregistrare, prelucrare primară şi interpretare a tendinţelor evolutive ale valorilor parametrilor.

3. Crearea şi reglementarea în toate aspectele a unui sistem informaţional flexibil şi rapid cu scopul de a stabili şi reglementa:


Baraj TARNITA
Variatia nivelului in lac
FIGURA 1
Nivel (mdM)
530.00
520.00
510.00
500.00
490.00
480.00
470.00
460.00
450.00
73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94
NNR = 521.50 mdM


Baraj TARNITA - Pendul D+I plot 11X
DEPLASARI BRUTE
FIGURA 3
Deplasari (mm)
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94


Baraj TARNITA
Temperatura medie zilnica a aerului
FIGURA 2
Temperatura (grade Celsius)
30.00
25.00
20.00
15.00
10.00
5.00
0.00
-5.00
-10.00
-15.00
-20.00
73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94


Baraj TARNITA - Pendul D+I plot 11X
DEPLASARI REMANENTE
FIGURA 4
Amonte
Io=0.850
Deplasari (mm)
-15.00
-20.00
-25.00
-30.00
-35.00
-40.00
-45.00
-50.00
-55.00
-60.00
73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94

- modalităţile detaliate de investigare UCC;

- modalităţile de prelucrare primară (expeditivă) şi complexă (aprofundată) a datelor de UCC (în perspectivă în timp quasi-real);

- circuitul de transmitere a informaţiilor specifice;

- declanşarea operativă a expertizelor şi a elaborării proiectelor de intervenţii.

4. Analizarea stării tehnice a tuturor dispozitivelor şi a AMC din termocentrale, reabilitarea şi modernizarea lor, inclusiv actualizarea reglementărilor specifice de efectuare a măsurătorilor speciale.

5. Introducerea unor noi tipuri de măsurători specifice şi a AMC-urilor necesare pentru urmărirea degradării în timp a betoanelor şi a metalului, monitorizarea agresivităţii apei şi a aerului, regimul de vibraţii generale şi locale a structurilor şi echipamentelor, deformaţiile structurilor şi ale căilor de rulare, parametri de stabilitate a haldelor de cenuşă etc.

Programul de dezvoltare a activităţii de supraveghere a construcţiilor din termocentrale, expus anterior, impune:

- ample cercetări în domeniu;

- informatizarea generală a activităţii prin crearea de baze de date pe calculator, şi în perspectivă, a unui sistem "on-line";

- colaborarea, în scopul reducerii decalajelor tehnice, tehnologice, manageriale şi legislative, cu firme de peste hotare având experienţa necesară.

În acest sens, s-au realizat primele contacte cu EDF şi SEP - Olanda.

IV. Tehnici de evaluare a stării tehnice a construcţiilor

IV.1. Evaluarea alterării betonului

Deşi există o vastă experienţă în România în acest domeniu, încercările de a determina gradul de uzură şi cauzele deteriorării, uneori premature, a betonului din construcţii s-au lovit de insuficienţa mijloacelor disponibile, de inexistenţa unei metodologii precise. Din aceste motive, în ultimii ani, la ISPH s-au efectuat cercetări pentru a se găsi cele mai relevante metode de analiză.

Pentru a se determina cauzele deteriorării betonului (şi "rezerva sa de viaţă") din pereele canalelor de aducţiune de la centralele hidroelectrice de pe valea Bistriţei, s-a recurs la determinări complexe de genul: analiza chimică a mineralelor din agregate, analiza chimică a pastei de ciment din beton, microscopie electronică, analiza prin difracţie în raze X, fotografii în lumină polarizată etc. Pentru determinarea rezervei de rezistenţă a betonului s-au efectuat încercări la gelivitate pe carote extrase din peree. Rezultatele sunt încurajatoare, reuşindu-se să se determine chiar erorile de preparare a betonului la execuţie, în urmă cu 25 de ani. S-a determinat proporţia acţiunii a diverşi factori agresivi, ca: reacţia alcalii - agregate, agresiunea sulfatică, îngheţ - dezgheţ şi alţii.

O concluzie generală, valabilă pentru construcţiile din hidro şi termoenergetică, este că dacă la execuţie nu se utilizează superplastifianţi pentru mărirea lucrabilităţii betonului, constructorul prepară betonul adăugând în mod incorect apă. Se ajunge astfel la un raport apă/ciment de 0,55 - 0,65, în timp ce pentru un beton rezistent la agresiunea mediului ar fi necesar raportul de 0,30 - 0,40 (cel mult). Apa în exces este consumată în primele zile de reacţia de hidratare a cimentului, lăsând o structură poroasă în beton formată din capilare. Prin acestea betonul este repede subminat prin îngheţarea apei condensate în pori (cu mărirea volumului), procentul de goluri creşte progresiv, creând căi de acces pentru agenţii chimici din atmosferă. Superplastifianţi nu s-au fabricat în România şi, din cauza economiei de valută, acest aspect a fost eludat în trecut, cu urmări, în timp, din cele mai grave.

Alţi factori care au contribuit la durabilitatea scăzută a betoanelor sunt: nerespectarea curbei granulometrice a agregatelor, nevibrarea betonului după turnare şi alţii. În acest mod se explică degradarea prematură a betonului din construcţiile hidroenergetice expuse direct la atmosferă, din turnurile de răcire ale termocentralelor, din elementele de rezistenţă ale podurilor etc.

IV.2. Alte mijloace de investigaţie

S-a arătat mai sus că scopul supravegherii construcţiilor este detectarea cât mai timpurie a eventualelor fenomene degenerative ale construcţiilor. Prin activitatea de UCC - care se desfăşoară prin observaţii vizuale şi măsurători la AMC - se pot detecta, utilizând conceptele moderne ale UCC, primele semne de derivă de la un comportament normal. Totuşi, punerea în evidenţă a acestor semnale poate fi deseori şi ea tardivă sau îngreunată de faptul că AMC-urile sunt dispuse în număr limitat şi local. Atunci când unele efecte devin vizibile, răul poate fi deja profund, fenomenul de cedare fiind deja într-un

stadiu avansat. Din această cauză în ultimii ani s-au dezvoltat tehnici de investigare periodică a eventualităţii existenţei unor procese destructive.

Asemenea procedee se bazează pe cunoaşterea amănunţită, deterministă a mecanismelor de producere a fenomenelor degenerative. Pentru descrierea acestor mecanisme sunt efectuate cercetări de o mare profunzime. Odată definit un "model de îmbolnăvire" a unei anume construcţii într-un context dat, se construiesc tehnologii de căutare a semnelor acestora. Câteva din tehnicile de investigaţie aflate în studiu, sunt:

- teledetecţia în infraroşu, respectiv filmarea din avion cu un scaner numeric a digurilor de la amenajări de genul celor de pe râul Olt, lungi de circa 250 km, pentru detectarea zonelor cu infiltraţii (în colaborare cu Universitatea din Karlsruhe şi BAW din Germania); infiltraţiile permanente pot duce la instabilitatea digurilor, prin fenomenul de eroziune internă sau la pierderea stabilităţii taluzelor;

- georadarul electromagnetic şi tomografia ultrasonică utilizate pentru detectarea nivelului apei din corpul digurilor sau a schimbărilor de distribuţie a densităţii în masa barajelor, a terenului de fundare etc.

Dată fiind anvergura construcţiilor energetice şi efortul societăţii în edificarea acestora, asemenea abordări sunt pe deplin justificate. În unele ţări dezvoltate, expertizarea construcţiilor având o mare importanţă socială (baraje, poduri etc.) este obligatorie cu o anumită periodicitate. Se verifică gradul în care construcţiile respective mai pot respecta normele de securitate reglementate şi eventuala prezenţă a unui risc ridicat de cedare.

Concluzii

Cea mai vastă parte din patrimoniul RENEL, construcţiile, necesită îmbunătăţirea metodelor de supraveghere, expertizare periodică şi reabilitare. Supravegherea se face cu mijloacele specifice urmăririi comportării construcţiilor (UCC), respectiv prin inspecţii vizuale programate şi efectuarea de măsurători la AMC, dar şi utilizând metode globale de sondaj, special dezvoltate.

În domeniul UCC pentru construcţiile hidrotehnice (baraje, centrale, uvraje anexe) în RENEL există un sistem bine dezvolat, dar care trebuie modernizat. Această acţiune, în cadrul căreia trebuie recuperat un decalaj tehnologic de circa 30 de ani, a fost începută în colaborare cu EDF. Esenţa schimbării este trecerea de la o interpretare pasivă, de constatare, la una dinamică, predictivă, respectiv de la compararea valorilor măsurate cu "valori - limită", la analiza statistică a şirului de valori, în vederea evaluării tendinţelor. Aceasta necesită mărirea preciziei efective de măsură, respectiv adoptarea unui set de măsuri cu caracter general pentru îmbunătăţirea activităţii. În domeniul UCC pentru construcţiile termoenergetice sunt încă multe de făcut, începând cu reorganizarea activităţii în filialele RENEL şi cu mai buna definire a activităţii.

În construcţiile energetice, în general, în ultimii 15 - 20 de ani, calitatea betonului pus în operă a fost de multe ori scăzută în raport cu amploarea agresiunii destructive exercitată de factorii de mediu, ceea ce a condus de multe ori la o prematură degradare a structurilor din beton expuse la acţiunea apei sau a aerului. Au fost dezvoltate metode foarte ample pentru determinarea "rezervei de viaţă" a betonului din structuri şi se fac mari eforturi pentru dezvoltarea de tehnologii moderne de investigare a stării barajelor din materiale locale, a terenului de fundaţie.

BIBLIOGRAFIE

[1] x x x *Organisation, methodes et pratiques de l'auscultation des barrages de RENEL.* Rapport de mission en Roumanie. EDF, 1994.

[2] x x x *Maintenance des barrages anciens - accidents, évaluation de la sécurité, réhabilitation.* Colloque téchique, Chambéry, 1993, France.

[3] x x x *Monitoring of dams and their foundations.* State of the art. Bulletin 68. ICOLD.

[4] x x x *Ageing of dams and appurtenant works.* Bulletin 93. ICOLD.

[5] x x x *Exposure of dam concrete to special aggresive waters.* Bulletin 71. ICOLD.

[6] x x x *Alkali - aggregate reaction in concrete dams.* Bulletin 79. ICOLD.

Au fost consultate şi următoarele studii interne:

- *Studiu privind starea betoanelor hidrotehnice din pereele canalelor de fugă şi aducţiune de pe râurile Bistriţa şi Argeş.* ISPH, 1993, 1994.
- *Analiza critică asupra modului de echipare cu AMC a construcţiilor hidrotehnice din patrimoniul RENEL.* Studiu ISPH, 1993.
- *Studiu privind aplicabilitatea metodelor topo-geodezice la UCC la barajele RENEL (îmbunătăţirea preciziei, a conţintului, şi a eficacităţii măsurătorilor). 1994,* ISPH.

Referent: dr. ing. Gheorghe Luca - consilier S. C. HIDROCONSTRUCŢIA S.A., Bucureşti

(Primit la 13 iulie 1995, acceptat la 1 august 1996) ❑

ASPECTE PRIVIND IMPACTUL AMENAJĂRILOR HIDROENERGETICE ASUPRA MEDIULUI RELEVATE IN STUDIILE DE IMPACT ELABORATE DE INSTITUTUL DE STUDII ŞI PROIECTĂRI HIDROENERGETICE

dr. ing. DAN TEODORESCU*

Lucrarea prezintă câteva dintre aspectele impactului amenajărilor hidroenergetice asupra mediului înconjurător relevate în urma studiilor şi analizelor de impact realizate în cadrul colectivului de specialitate din I.S.P.H.

Studiile elaborate de I.S.P.H. au la bază recomandările Programului Naţiunilor Unite pentru Mediu şi cele ale Comunităţii Europene.

Cele peste 15 studii efectuate în perioada 1993 - 1995 au abordat problematica complexă a impactului amenajărilor hidroenergetice asupra mediului înconjurător sub diverse aspecte: geologie, geomorfologie, seismologie, hidrologie, pedologie, meteorologie, floră şi faună, calitatea apei, socio-economic, patrimoniu cultural-istoric, arheologie, turism, estetică.

Au fost analizate atât amenajări de înaltă cădere, cât şi de joasă cădere, situate la diferite altitudini ; implicit soluţiile constructive ale barajelor au fost diferite.

Problemele evidenţiate în cadrul studiilor se pot împărţi în trei mari categorii :

- probleme specifice unei anumite amenajări hidroenergetice;

- probleme specifice unui tip de amenajare hidroenergetică;

- probleme generale evidenţiate indiferent, de tipul amenajarii hidroenergetice.

In the period several aspects regarding the hydropower installations impact on the environment, as they are underlined in the studies and analyses developed by the I.S.P.H. special team, are presentes.

The content of the studies drawn up by the I.S.P.H is based on the recommendations of the UN Programme for the Environment, as well as on those of the European Community.

In the period 1993 - 1995 more than 15 studies on the complex problems related to the hydropower installations impact on the environment were drawn up. The studies envisage various aspects related to domains such as: geology, geomorphology, seismology, hydrology, cultural-historical patrimony archeology, tourism, aesthetics.

Both high water fall and low water fall developments, at different altitudes have been analysed. The construction solutions of the dams were implicitly different.

The problems put forward within these studies can be divided into three categories:

- specific problems of a certain hydropower installation;

- specific problems of a certain type of hydropower installation;

- general problems, regardless, of the hydropower installation type.

Descriptori: construcţii hidroenergetice, mediu ambiant

Unul dintre principiile de bază ale Conferinţei Naţiunilor Unite privind Mediul şi Dezvoltarea, care a avut loc la Rio de Janeiro în iulie 1992, este "dezvoltarea actuală nu trebuie să submineze necesităţile de dezvoltare şi mediu ale generaţiilor prezente şi viitoare".

În scopul de a-şi adapta concepţia de proiectare la exigenţele de mediu europene şi mondiale (U.E.; O.N.U.), I.S.P.H. a elaborat normativul: "*Îndreptar de proiectare privind impactul amenajărilor hidroenergetice asupra mediului* "-Hip nr.22/1993.

În conformitate cu Ordinul Ministerului Mediului nr. 170/1990 şi Decizia nr. 113/1990, completată cu Ordinul Ministerului Apelor,

* Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice, Bucureşti - Colectivul Studii de Impact

Pădurilor şi Protecţiei Mediului (M.A.P.P.M.) nr. 619/1992 este obligatorie întocmirea studiilor de impact pentru amenajări hidroenergetice. Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice (I.S.P.H.) a elaborat prima metodologie din România pentru întocmirea studiilor de impact al amenajărilor hidroenergetice asupra mediului. Pe baza metodologiei, I.S.P.H. a fost abilitat prin decizia M.A.P.P.M. nr. 12251 I.J./6.05.1994 să elaboreze acest tip de studii de impact.

Studiile de impact elaborate de I.S.P.H. au următorul conţinut, recomandat în documentele Programului Naţiunilor Unite pentru Mediu şi ale Uniunii Europene :

1 - descrierea proiectului amenajării hidroenergetice;

2 - descrierea mediului preexistent;

3 - estimarea efectelor asupra mediului ale termocentralei echivalente;

4 - anticiparea impactului A.H.E. asupra mediului;

5 - identificarea şi analizarea măsurilor de ameliorare a impactului propuse prin proiect. Propunerea unor noi măsuri ;

6 - indicarea lipsurilor sau incertitudinilor în informaţii;

7- concluzii şi recomandări.

Problematica specifică impactului amenajărilor hidroenergetice (A.H.E.) asupra mediului este complexă şi diversă. Domeniile de interes abordate de regulă în cadrul unui astfel de studiu sunt: geologia, seismologia, hidrologia, calitatea apei, pedologia, meteorologia, fauna şi flora, patrimoniu cultural, istoric, etnografic, arheologic, aspectele socio-economice, turism, estetică, agrement.

În perioada 1993 - 1995 în I.S.P.H. au fost elaborate 15 studii privind impactul A.H.E. asupra mediului. Amenajarile hidroenergetice studiate au fost atât de înaltă, cât şi de joasă cădere, fiind integrate, unele dintre ele, în scheme de amenajare transbazin. În urma efectuării acestor studii pot fi evidenţiate câteva aspecte specifice:

• A.H.E. BISTRIŢA BORCA - POIANA TEIULUI - amenajare de joasă cădere

Pârâul Pântei- baraj deversor tip stăvilar H = 19 m; V = 952.240 m^3; S = 300,250 m^2; P_i = 31,6 MW; L_{ad} = 8300 m;

Topoliceni-baraj deversor tip stăvilar H = 19m; V = 679.060 m^3; S = 210 850 m^2; P_i= 13,4 MW; L_{ad}=2010m

* Pentru a crea premisele necesare migrării spre zonele de reproducere a faunei piscicole din lacul Izvorul Muntelui, sunt prevăzute, prin proiect, scări cu un debit de atragere variabil, pentru a da posibilitatea peştilor să tranziteze biefurile. Se consideră necesară stabilirea unei convenţii sub patronajul M.A.P.P.M. între organele silvice şi cele de poliţie locale, care să prevadă în mod expres supravegherea drastică a tronsoanelor de râu ale A.H.E. pentru această perioadă limitată, stabilită anual de organele competente. Fără punerea în practică a acestei prevederi se apreciază că în special în cazul lostriţei şi al păstrăvului, măsurile bune luate de proiectanţi nu vor da rezultatele scontate . După punerea în funcţiune a A.H.E. în cazul în care se va constata existenţa lostriţei în lacul Topoliceni se propune analizarea necesităţii suplimentării debitului de 4 m^3/s (în scopul îmbunătăţirii condiţiilor de migrare în perioada de reproducere a lostriţei).

* Pentru evitarea colmatării totale a lacurilor se consideră necesară defluerea oricărui debit mai mare de 100 m^3/s prin ridicarea concomitentă a celor trei stavile . Astfel debitele solide târâte şi în suspensie pot fi tranzitate în mare parte până în lacul Izvorul Muntelui. Având în vedere că pe porţiunile dintre lacuri se va produce o creştere bruscă de la debitul de servitute de 1 m^3/s la debitul defluent de 100 m^3/s, beneficiarul trebuie să asigure un sistem eficient de avertizare a populaţiei.

* În scopul urmăririi organizate a depunerilor, se vor stabili profile topobatimetrice în lacuri, la confluenţele cu torenţii şi în aval de C.H.E. Poiana Teiului şi se vor executa tranşe de măsurători topobatimetrice periodice .

• A.H.E. RÂUL - MARE - RETEZAT - amenajare de mare cădere

Gura Apelor-baraj de anrocamente cu miez de argilă H = 168 m; V = 210,6 mil m^3; S = 390 ha; P_i = 2x167,5 MW; $L_{aduct.}$= 18460 m

* Asigurarea debitului de servitute de 1,37 m^3/s prin renunţarea la cele nouă captări ale afluenţilor de dreapta ai Râului Mare, în Rezervaţia Ştiinţifică Retezat (care înseamnă, de fapt, prezervarea faunei acvatice pe afluenţi ai

Râului Mare pe care urcă păstrăvii pentru reproducere) este soluţia eficientă ecologic, aleasă corect faţă de alternativa asigurării aceluiaşi debit pentru zona de 3 km din avalul barajului , porţiune de râu oricum sacrificată .

* Uscarea parţială a pădurii în proporţie de 3-5% în aval de barajul Gura Apelor s-a constatat numai pe versantul stâng al Râului Mare, la 300-400 m diferenţă de nivel faţă de firul apei , într-o zonă în care sensul de curgere a stratului de apă freatică este dinspre versant spre râu, deci nu poate fi, în nici un caz, determinată de către baraj:

* Animalele mari sunt îndepărtate în perioada execuţiei lucrărilor, urmând să revină reocupând aproximativ acelaşi areal; de asemenea, după realizarea lacului avifauna se va îmbogăţi în mod cert cu noi specii.

* Poziţia barajului cu lacul de acumulare este estetic aleasă, creând posibilităţi turistice prin panorama oferită. Haldele formate în zona captărilor secundare atentează la estetica zonei, după încheierea lucrărilor, ele necesitând lucrări de amenajare concertate

* Transformarea şi utilizarea spaţiilor de cazare temporare existente acolo unde este posibil în utilităţi definitive cu scop turistic.

* Urgentarea finalizării lucrărilor pentru a permite naturii să revină la o stare de echilibru biologic.

• A.H.E. CERNA BELARECA - amenajare de înaltă cădere transbazin

Herculane - baraj de beton în arc H = 58,5 m; V = 14,7 mil m^3

Cornereva - baraj de anrocamente cu miez de argilă H = 62 m; V = 13,8 mil m^3

$L_{aduct.}$ = 12 500 m; P_i = 32 MW.

* Studiile de specialitate elaborate duc la concluzia că amenajarea nu influenţează zăcământul termomineral de la Băile Herculane. Este necesară continuarea acestor studii pentru o perioadă de cel puţin cinci ani.

* Debitul de servitute prevăzut de 2,4 m^3/s nu poate fi asigurat în perioadele secetoase ale anului din cauza captării principalilor afluenţi şi derivării lor în sistemul hidroenergetic Cerna - Motru - Tismana. Prin schema amenajării, acest debit urmează să fie asigurat prin derivare din acumularea Cornereva. În concluzie se recomandă urgentarea terminării lucrărilor pentru lacul Cornereva şi aducţiunea principală în scopul asigurării debitelor de servitute şi spălare, reducerea duratei de rănire a mediului.

* În general fauna şi flora din zonă (de o diversitate remarcabilă şi datorită condiţiilor geofizice şi climatice deosebite) nu este afectată negativ de realizarea amenajării. În ceea ce priveşte fauna piscicolă, lipanul (Thymallus), care nu se poate adapta la viaţa de lac, trebuie ajutat prin repopulări periodice cu reproducători din zona de râu dintre coada lacului Prisaca şi barajul Cerna.

* Stabilirea unui program de urmărire a perametrilor de mediu revelatori.

• A.H.E. VÎLSAN - amenajare de înaltă cădere care face parte din amenajarea hidroenergetică transbazin Vidraru

Vîlsan - baraj de greutate din beton în arc H = 25 m; V = 0,2 mil. m^3 ; S = 3,7 ha ; P_i= 5 MW.

Scopul lucrării este exclusiv impactul acumulării Vîlsan asupra speciei de peşti endemică Romanichthys Valsanicola.

* Pentru salvarea acestei specii de peşti endemice, existentă numai în râul Vîlsan, trebuie:

1. Să fie stabilit un debit minim de subzistenţă necesar existenţei speciei în râul Vîlsan .

2. Să fie asigurat un debit temporar din acumularea Vîlsan care să asigure diferenţa dintre debitul minim de subzistenţă şi debitul care curge pe râu .

3. Să se facă spălări hidraulice în acumularea Vîlsan pe baza unui program realizat de specialişti, în scopul tranzitării aluviunilor peste zona încă populată cu Romanichthys Valsanicola.

• A.H.E. SIRET - CĂLIMĂNEŞTI - amenajare de joasă cădere

Călimăneşti- baraj de tip stăvilar cu prag lat H = 22 m; V = 44 mil m^3 ; P_i= 40 MW.

* Este posibil ca realizarea acumulării să conducă la ridicarea nivelului pânzei freatice, mai ales în primii ani de exploatare, cu implicaţii asupra vegetaţiei mezofile de pe aceste suprafeţe. Urmărirea sistematică prin măsurători a nivelului freatic în zona adiacentă amenajării pe o perioadă de minimum trei ani de la atingerea retenţiei normale .

* Prezenţa substanţelor organice în apa Siretului în zona Calimăneşti (datorită surselor de poluare din amonte), a căror concentraţie este accentuată de bararea cursului râului, poate duce la eutrofizarea lacului de acumulare şi implicit la degradarea calităţii apei tranzitate în bief aval. Elaborarea unui studiu privind poluarea apelor Siretului şi a afluenţilor amonte de acumularea Călimăneşti (în special în ceea ce priveşte conţinutul de fosfor şi azotaţi) pe baza căruia urmează să se stabilească măsurile necesare pentru epurarea apelor uzate, care sunt deversate concentrat în râu .

* În condiţiile în care nu se mai execută celelalte lucrări din cadrul amenajării complexe a Siretului pe sectorul Trotuş - Putna, exploatarea centralei Călimăneşti duce la un regim pulsatoriu al debitelor aval de acestea, cu implicaţii asupra mediului înconjurător. Pentru diminuarea regimului pulsatoriu al debitelor aval de amenajare este necesară adaptarea instrucţiunilor de exploatare a centralei, limitându-se funcţionarea acesteia la debite cuprinse între 0,5 Q_i la un grup şi Q_i în centrală, cu pierdere de energie.

• A.H.E. JIU VĂDENI - TG. JIU- amenajare de joasă cădere

Vădeni - baraj deversor tip stăvilar H =14 m; V = 6,14 mil m^3 ; P_i = 11+ 0,63 MW;

Tg. Jiu- baraj deversor tip stăvilar H =12,5 m; V = 1,63 mil. m^3; P_i =11+ 0,63 MW

* Formele de impact asupra mediului, caracterul şi amploarea lor, precum şi evoluţia viitoare a amenajărilor din toate punctele de vedere (funcţional, ecologic, economico - social, geofizic) depind în mod fundamental, calitativ şi cantitativ, de realizarea acumulării Valea Sadului. De aici necesitatea continuării lucrărilor şi punerii în funcţiune în timp util a acumulării Valea Sadului. Dacă acumularea Valea Sadului va fi realizată, A.H.E. Vădeni şi Tg. Jiu vor avea un impact favorabil predominant asupra mediului înconjurător, ajutându-l să se echilibreze, în timp ce unele efecte nefavorabile potenţiale se vor diminua consistent.

* La încheierea lucrărilor de execuţie ale A.H.E. Vădeni şi Tg. Jiu este necesar să se ia măsuri severe legate de protecţia mediului, privind în special amenajarea haldelor şi şenalelor, revederea pereerii taluzelor şi amenajarea terenurilor ocupate temporar.

* Pentru evitarea unor forme de impact indirect sunt necesare unele măsuri conexe, pe care beneficiarul trebuie să le solicite primăriei. Dintre acestea menţionăm rezolvarea printr-un proiect complex de ansamblu a problemelor zonei de odihnă şi agrement şi a monumentului Brâncuşi "Masa tăcerii" şi rezolvarea convenabilă a problemei apelor poluate aduse de pârâul Hodinou.

* În cursul exploatării lucrărilor vor fi necesare măsuri permanente de urmărire a evoluţiei parametrilor de mediu importanţi (colmatări, calitatea apei) şi de întreţinere şi ameliorare a lucrărilor în raport cu mediul înconjurător.

• A.H.E. OLT - SLATINA - DUNĂRE - amenajare de joasă cădere, bief în bief, cinci noduri hidrotehnice alcătuite din baraj, deversor, centrală, ecluză

Ipoteşti - baraj de greutate din pământ cu mască din beton H = 31 ; V = 110 mil m^3; P_i = 53 MW;

Drăgăneşti- baraj de greutate din pământ cu mască din beton H = 34 m; V = 76 mil m^3; P_i = 53 MW;

Frunzaru - baraj de greutate din pământ cu mască din beton H = 30 m; V = 96 mil m^3; P_i = 53 MW;

Rusăneşti - baraj de greutate din pământ cu mască din beton H = 29 m; V = 78 mil m^3; P_i = 53 MW;

Izbiceni - baraj de greutate din pământ cu mască din beton H = 27 m; V = 74 mil m^3; P_i = 53 MW.

* Având în vedere că întreg cursul Oltului amonte de Slatina este amenajat în sistem cascadă şi că singurul afluent cu un debit important este Olteţul, iar volumul lacurilor de acumulare este destul de mare (111-74 mil m^3), putem afirma ca problema colmatării se pune în special în privinţa lacului Dragăneşti, în care deversează Olteţul, şi a lacului Frunzaru, în care deversează Teşluiul. În concluzie, propunem efectuarea unor studii privind colmatarea în zonele respective.

* Păstrarea calităţii apei în lacuri şi zonele adiacente permite valorificarea efectelor benefice ale amenajării (există riscul potenţial de cumulare a efectelor negative ale poluării apei ca urmare a realizării lacului).

Se recomandă supravegherea şi luarea unor măsuri severe în cazul nerespectării prevederilor legale referitoare la epurarea apelor deversate, precum şi urmărirea sistematică a calităţii apei.

* Deoarece observaţiile directe duc la concluzia că amenajările au determinat apariţia unui nou ecosistem deosebit de interesant, se recomandă efectuarea unui studiu de specialitate care să pună în evidenţă aceste măsuri .

* Spaţiile de cazare şi utilităţile organizărilor sociale pot fi folosite în dezvoltarea activităţilor de turism şi agrement .

Concluzii

Aspectele evidenţiate sunt specifice amenajărilor hidroenergetice analizate, efectele bnefice ce caracterizează în general A.H.E. (producţia de energie electrică, atenuarea viiturilor, alimentarea cu apă potabilă, irigaţii, crearea de locuri de muncă etc.) nefiind menţionate.

Cele şapte A.H.E. studiate sunt diferite, printre ele existând atât amenajări hidroenergetice de înaltă cădere (A.H.E. Râul Mare - Retezat, A.H.E. Cerna Belareca, A.H.E.Vîlsan), cât şi de joasă cădere (A.H.E. Olt Slatina - Dunăre, A.H.E. Siret-Călimăneşti, A.H.E. Bistriţa Borca -Poiana Teiului, A.H.E. Jiu Vădeni-Tg.Jiu). Merită menţionat, că A.H.E. Cerna Belareca este o amenajare transbazin.

Din punctul de vedere al reliefului ele sunt situate atât în zonele de deal şi munte, cât şi în zona de şes. Soluţiile constructive pentru baraj sunt în mod corespunzător diferite: baraj de anrocamente cu miez de argilă (Gura Apelor şi Cornereva), baraj de beton în arc (Herculane şi Vîlsan), Baraj de beton tip stăvilar (Pîrîul Pintei, Topoliceni, Călimăneşti, Vădeni, Tg, Jiu, Ipoteşti, Dragăneşti, Frunzaru, Rusăneşti, Izbiceni).

Ţinând seama de aspectele considerate specifice pentru cele şapte A.H.E. prezentate putem distinge trei categorii diferite de probleme privind impactul lor asupra mediului:

1. Probleme specifice unei anumite amenajări hidroenergetice :

- asigurarea posibilităţii de migrare în perioada de reproducere pentru lostriţă (A.H.E. Bistriţa Borca - Poiana Teiului);

- salvarea endemitului pe cale de dispariţie Romanichthys Valsanicola (A.H.E. Vîlsan);

- rezolvarea printr-un proiect complex de ansamblu a problemelor monumentului sculptat de Constantin Brâncuşi "Masa Tăcerii" şi a zonei de odihnă şi agrement a lacului de acumulare Tg.Jiu (A.H.E. (Jiu Vădeni- Tg.Jiu);

- neinfluenţarea de către amenajare a zăcămintelor termominerale (A.H.E. Cerna-Belareca);

- adaptarea instrucţiunilor de exploatare a centralei în scopul diminuării regimului pulsatoriu al debitelor aval (A.H.E. Siret- Călimăneşti).

2. Probleme specifice unui anumit tip de amenajare hidroenergetică:

a) pentru A.H.E. de joasă cădere:

- colmatarea (A.H.E. Bistriţa Borca-Poiana Teiului, A.H.E. Olt Slatina-Dunăre, A.H.E. Jiu Vădeni-Tg.Jiu);

- urmărirea calităţii apei în scopul evitării concentrării poluării în lacurile de acumulare (A.H.E. Siret-Călimăneşti, A.H.E. Olt Slatina - Dunăre, A.H.E. Jiu Vădeni-Tg. Jiu);

- b) pentru A.H.E. de înaltă cădere:

- asigurarea debitului de servitute (A.H.E. Râul Mare- Retezat, A.H.E. Cerna Belareca, A.H.E. Vîlsan);

- pericolul dispariţiei unor specii de peşti reofili atunci când lacul de acumulare se suprapune peste arealul de răspândire a speciilor respective (lipanul în cazul A.H.E. Cerna Belareca).

3. Probleme generale evidenţiate indiferent de tipul amenajării hidroenergetice:

- urmărirea parametrilor de mediu revelatori (este esenţială pentru întregul sistem hidroenergetic naţional în scopul creării premiselor necesare elaborării unei analize de impact corecte);

- amenajarea haldelor apărute ca urmare a construirii A.H.E. (A.H.E. Bistriţa Borca -Poiana Teiului, A.H.E. Râul Mare-Retezat, A.H.E. Jiu Vădeni - Tg. Jiu);

- creşterea numărului de specii componente ale avifaunei (A.H.E. Râul Mare-Retezat, A.H.E. Olt Slatina-Dunăre);

- modificarea nivelului pânzei freatice (A.H.E. Râul Mare-Retezat, A.H.E. Cerna Belareca, A.H.E. Siret- Călimăneşti etc.);

- transfomarea şi utilizarea spaţiilor de cazare temporare existente acolo unde este posibil în utilităţi definitive cu scop turistic (A.H.E. Râul Mare - Retezat, A.H.E. Olt Slatina- Dunăre);

- urgentarea finalizării lucrărilor pentru a permite naturii să revină la o stare de echilibru biologic (A.H.E. Râul Mare-Retezat, A.H.E. Cerna Belareca).

Deşi o parte a concluziilor rezultate ar putea fi generalizate (ţinând seama şi de experienţa ulterioară) prin această comunicare se propune doar o clasificare posibilă a problemelor de mediu apărute în cazul A.H.E. studiate.

BIBLIOGRAFIE

[1] * * * UNO, *Stockholm Declaration on the Human Environment*, 1972, Stockholm

[2] * * * UNO-ECE, *Post-Project Analysis in Environmental Impact Assessement*, 1990

[3] * * * UNO-ECE, *Policies and Systems of Environmental Impact Assessement*, 1991

[4] * * * UNO-PNUE, *Buts et principes de l'evaluation de l'impact sur l'environnement*, 1987 Nairobi

[5] * * * UNO- UNDTCD, *Energy and Environement: Impacts and Controls*, 1991

[6] * * * UNO-PNUE, *Rio de Janeiro Declaration on the Environment and Development* (Earth Summit), 1992, Rio de Janeiro

[7] * * * *Îndreptar de proiectare privind impactul asupra mediului înconjurător la construcţiile hidroenergetice* - I.S.P.M. aprilie 1993, Bucureşti

[8] * * * *Norme metodologice pentru întocmirea studiilor de impact* (conf. Ord.619/'92 al Ministerului Mediului) *privind amenajările hidroenergetice*, I.S.P.H. octombrie 1993, Bucureşti

[9] * * * *A.H.E. Bistriţa sector Borca - Poiana Teiului. Studiu de impact*, I.S.P.H. iulie 1993 Bucureşti

[10] * * * *A.H.E. Râul Mare-Retezat.Studiu de evaluare globală a impactului asupra mediului înconjurător*, I.S.P.H. decembrie 1993, Bucureşti

[11] * * * *Studii de evaluare globală a impactului la A.H.E. Cerna Belareca*, I.S.P.H. august 1994, Bucureşti

[12] * * * *Studiu privind impactul barajului Vîlsan asupra speciei de peşti* romanichthys valsanicola. I.S.P.H. noiembrie 1993, Bucureşti

[13] * * * *Studii de evaluare globala a impactului la A.H.E. Siret Călimăneşti*, I.S.P.H., octombrie 1993, Bucureşti

[14] * * * *Studiu de evaluare globală a impactului asupra mediului înconjurător la A.H.E. Jiu Vadeni- Tg.Jiu.* I.S.P.H., decembrie 1993, Bucureşti

[15] * * * *Studiu de evaluare globală a impactului la A.H.E. Olt pe sectorul Slatina-Dunăre, I.S.P.H.* mai 1994, Bucureşti

[16] D. Teodorescu, *Aspects regarding the diminishing of hydroelectric development impact of the environment by design solutions* -"*Natural Resources and Energy:* In: Non Dissipation and Management"-Vol.1, no.2-1994

Referent: dr. ing. Gheorghe Luca - consilier S.C. HIDROCONSTRUCŢIA S.A.

(Primit la 2 octombrie 1995, acceptat la 1 august 1996)

Informaţii

Numărul 4, seria B/1996 al revistei Energetica cuprinde următoarele materiale:

PETER SIMION: Noi realizări şi tendinţe în domeniul fabricaţiei şi retehnologizării turbogeneratoarelor

MARIUS CONSTANTINESCU: Solicitări torsionale în funcţionarea turboagregatului de 800 MVA de la CNE Cernavodă

CONSTANTIN MOLDOVEANU, CONSTANTIN RADU, VIOREL GRIGORIU, VLAD ROŞCA: Soluţie pentru evitarea defectării înfăşurării terţiale la autotransformatoarele de 200/200/60 MVA 231/121/10,5 kV la scurtcircuite monofazate în reţele de 110 kV şi 220 kV

ROMULUS SFICHI: Calculul de dimensionare a unei instalaţii de filtrare - compensare în ipoteza egalităţii inductanţelor bobinelor circuitelor filtrante

PAUL SVASTA, VIRGIL GOLUMBEANU, DANIEL LEONESCU: Solicitarea electrică a condensatoarelor

IOAN ANDREICA, LAUREAN PREDA, DANIELA POPESCU: Unele aspecte ale managementului reţelelor electrice de distribuţie cu ajutorul gestiunii grafice

INFORMAŢII

VIOREL TITIHĂZAN, VIOREL NEGRU, MARIANA TITIHĂZAN: Ecranarea electromagnetică a laboratoarelor de înaltă tenisune - cerinţă esenţială în contextul compatibilităţii electromagnetice

COSTIN RUCĂREANU: Alimentarea cu energie electrică a tunelului de sub Marea Mânecii

MĂSURAREA PARAMETRILOR ŞI CALCULUL DEBIT-ENERGIE LA FLUIDE ENERGETICE

dr. ing. HARALAMBIE CRISTEA; ing. MIHAI IVAN *

Lucrarea prezintă o metodologie practică de măsurare a parametrilor specifici ai fluidelor energetice în general. Pe baza măsurătorilor de debit efectuate direct se prezintă modul de calcul al energiilor şi puterilor termice vehiculate de respectivii agenţi termici.

Pentru măsurarea debitelor autorii preferă metoda presiunilor diferenţiale, utilizând dispozitive de strangulare, respectiv diafragme şi ajutaje.

Agenţii termici evoluează într-o gamă foarte largă de temperaturi şi presiuni, fapt ce determină modificări ale parametrilor lor specifici, necesitând efectuarea unor calcule de corecţie.

Ţinând cont de aceste probleme, autorii prezintă pe lângă formulele de calcul al energiilor şi puterilor termice şi pe cele de calcul al coeficienţilor de corecţie necesari.

The paper deals with a practical measurement methodology for the specific parameters of the energy fluids in general. On the basis of the flow rate directly performed, measurement the method of calculation of the thermal energy and powers circulated by the respectiv thermal agents is presented.

To measure the flow rates, the authors choose the differential pressure method using throttling devices, screens and nozzles respectively.

The thermal agents evolve under a very large range of temperatures and pressures resulting in specific parameters changings which requires some correction calculations.

Considering these aspects, the authors present not only the calculation formulas of the thermal energy and powers but also the calculation formulas of the required coefficients correction.

Descriptori: măsurări, debitmetrie, fluide energetice

1. Calculul debitului fluidelor energetice

1.1. Consideraţii generale

Una dintre metodele cele mai răspândite şi studiate pentru măsurarea debitelor fluidelor energetice (gaze combustibile, apă fierbinte sub presiune şi abur supraîncălzit) este metoda determinării pe baza presiunii diferenţiale obţinute cu ajutorul dispozitivelor de strangulare (diafragme şi ajutaje).

Căderea de presiune în dispozitivele de strangulare a fluidelor în curgere continuă sub presiune este situată în limitele de 8 - 18 % pentru diferenţele raportate dintre diametrul diafragmei sau ajutajului (d) şi diametrul conductei (D). Raportul presiunilor înainte şi după diafragmă sau ajutaj (p_2 / p_1) este cuprins între limitele 0,82 - 0,92.

În cazul măsurării debitului fluidelor folosind presiunea diferenţială trebuie luată în considerare modificarea densităţilor volumetrice (greutate specifică) a acestora după dispozitivul de strangulare, conform legilor căderii adiabatice.

1.2. Relaţia de calcul al debitelor fluidelor

Ecuaţiile debitului masic şi volumetric al fluidelor de toate tipurile a căror măsurare se bazează pe presiunea diferenţială au forma:

a) Debitul volumetric

$$D_v = M\sqrt{2g*\frac{1}{\gamma_1}*\Delta P} = M\sqrt{2*\frac{1}{\rho_1}*\Delta P}, \quad \left[m^3/s\right] \tag{1.1}$$

în care:

γ_1 este greutatea specifică a fluidului înainte de dispozitivul de strangulare [N/m^3];

g - acceleraţia gravitaţională [m/s^2];

Δp - presiunea diferenţială [N/m^2] = p_a;

M - un coeficient de multiplicare [m^2];

ρ_1 - masa specifică a fluidului [kg/m^3].

* GSCI, Bucureşti

b) Debitul masic

$$D_m = \rho_1 * D_v = \rho_1 * M * \sqrt{2 * \frac{1}{\rho_1} * \Delta P} = \quad (1.2.)$$

$$= M\sqrt{2 * \rho_1 * \Delta P} \quad [\text{kg/s}]$$

La acestea se aplică următorii coeficienţi de corecţie:

α - coeficientul de debit;

ε - coeficientul de detentă (cădere adiabatică);

d - diametrul dispozitivului de strangulare [m];

K_t - coeficientul de dilatare a orificiului de strangulare în funcţie de temperatură.

Prin introducerea coeficienţilor de corecţie menţionaţi mai sus în relaţiile (1.1) şi (1.2.) acestea devin:

$$D_v = \sqrt{2} * \alpha * \varepsilon * K_t * \frac{\pi d^2}{4} * \sqrt{\frac{1}{\rho_1} * \Delta P} \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (1.3.)$$

$$D_m = \sqrt{2} * \alpha * \varepsilon * K_t * \frac{\pi d^2}{4} * \sqrt{\rho_1 * \Delta P} \quad [\text{kg/s}] \quad (1.4.)$$

Precizăm că relaţiile (1.3.) şi (1.4.) sunt valabile cu anumite corecţii pentru toate tipurile de fluide gazoase şi lichide, în speţă gaze combustibile, apă fierbinte sub presiune şi abur supraîncălzit.

2. Algoritm de calcul debit-energie pentru gaze combustibile

2.1. Relaţiile de calcul al debitului

2.1.1. Debitul volumetric standard

Prin dezvoltarea relaţiei de calcul (1.4.) se obţine relaţia de calcul al debitului volumetric de gaze combustibile, având următoarea structură:

$$\Delta G_s = \alpha * \varepsilon * \frac{\pi}{4} * d^2 * \frac{1}{\rho_s} * K_t * \sqrt{2g\frac{1}{\rho_1} * h}, \quad [\text{m}_s^3/\text{s}] \quad (2.1.)$$

în care la notaţiile parametrilor α, ε, d, K_t din capitolul precedent se adaugă:

ρ_1 - densitatea fluidului înainte de dispozitivul de strangulare [kg/m^3];

h - presiunea diferenţială [mm H_2O];

ρ_s - densitatea standard [kg/m^3].

Densitatea ρ_1 la starea reală a gazului T_1 şi p_1 se raportează la starea standard (T_s şi p_s, conform ecuaţiei de stare a gazelor p_v = RTZ), folosind relaţia:

$$\rho_1 = \rho_s \frac{p_1 * T_s}{p_s * T_1} * \frac{\sqrt{Z_s}}{\sqrt{Z_1}} \quad (2.2.)$$

Ţinând seama de faptul că $Z_s \cong 1$ şi înlocuind expresia de mai sus în relaţia (1.4.) se obţine în final:

$$DG_s = \alpha * \varepsilon * \frac{\pi}{4} * d^2 * \frac{1}{\rho_s} * \frac{1}{\sqrt{Z}} * U * K_t * \quad (2.3.)$$

$$* \sqrt{\frac{p_1 * T_s}{p_s * T_1} * h} \quad [\text{m}_s^3/\text{s}]$$

În această relaţie de calcul al debitului volumetric standard de gaz combustibil sunt folosite unităţi de măsură SI: d [m]; ρ [kg/m^3]; p_1[N/m^2]; p_s [101.325 N/m^2] sau [760 mm Hg]; T_1 [K] sau [$^\circ$C+ 273,15]; T_s [288,15 K]; h[N/m^2]; DGs [m$_s^3$/s].

În relaţia de mai sus, folosită pentru calculul debitului volumetric standard de gaz combustibil, sunt incluşi factori de corecţie dependenţi de:

- starea fizică a gazului: presiune, temperatură şi densitate;
- tipul dispozitivului de strangulare;
- dimensiunile geometrice ale conductei şi dispozitivelor de strangulare;
- tipul de stare fizică: standard, normală sau tehnică;
- sistemul de unităţi de măsură adoptat.

În continuare, toate relaţiile aferente gazelor combustibile vor fi exprimate considerând ca stare de referinţă starea fizică standard. Temeiul legal al acestei ipoteze este STAS 3317/67, care stabileşte, printre altele, şi coeficientul de raportare a puterii calorifice la unităţile convenţionale:

$$C = c / 7000 = 1{,}15, \quad (2.4.)$$

în care:

c = 8057 [kcal/m$_s^3$] este puterea calorifică inferioară a gazului combustibil considerată ca valoare standard (- 8 % ÷ + 15 %)

2.2. Determinarea factorilor de corecţie

2.2.1. Coeficientul de debit (α)

Este o funcţie dependentă de raportul diametrelor orificiului de strangulare şi conductei $\rho = d/D$ şi de numărul Reynolds corectat cu diametrul conductei (D).

Acesta se determină atât pe cale analitică, conform STAS 7347/2-90, cât şi direct din tabel [1].

a) Determinarea analitică

- pentru diafragma cu prize de presiune la flanşe:

$$\alpha = 1/\sqrt{1-\beta^4} * (0{,}5959 * 0{,}312 * \beta^{2{,}1} - 0{,}184 * \beta^8 *$$
$$* 0{,}0029 * \beta^{2{,}5} (10/\mathrm{Re}_D)^{0{,}75} + (2{,}286/D) * \quad (2.5)$$
$$* (\beta^4/(1-\beta^4)) - 985598 * \beta);$$

- pentru ajutaje normale ISA 1923:

$$\alpha = 1\sqrt{1-\beta^4} * (0{,}99 - 0226 * \beta^{4{,}1} + (0{,}000215 - \quad (2.6.)$$
$$-0{,}001125 * \beta) + 0{,}00249 * \beta^{4{,}1} * (10/\mathrm{Re}_D)).$$

b) Determinarea din tabele

Pentru Re limită (Re = numărul Reynolds corectat cu diametrul) şi anume condiţii de prelucrare a profilului diagramei (ajutajului), coeficientul de debit se determină direct din tabele în funcţie de parametrul m = β2 [1]:

- din [1 - fig. 10.11] pentru diafragme;
- din [1 - fig. 10.12] pentru ajutaje.

Pentru diametre mai mici de 300 mm se aplică factori de corecţie ai coeficientului [1 - fig. 10.19] .

2.2.2. Coeficientul de detentă (ε)

a) Determinare analitică

- pentru diafragme:

$$\varepsilon = 1 - (0{,}41 + 0{,}35 * \beta) + (h/(\pi * \rho_1)) \quad (2.7.)$$

aplicabilă numai pentru $p_2/p_1 \geq 0{,}75$;

- pentru ajutaje:

$$\varepsilon = (((\chi * \tau^{2/\chi})/(\chi - 1)) + ((1-\beta)/(1-\beta+\tau)^{2/\chi})) *$$
$$* ((1-\tau)/(1-\beta)))^{1/2}, \quad (2.8.)$$

în care:

$\beta = d/D$ raportul diametrelor;

$\tau = (p\text{-}h)/p$, raportul presiunilor;

$\rho = p_1 + B/750$ (B - presiunea barometrică).

$\chi = \dfrac{C_{MP}}{C_{MP} - R_M}$, unde:

C_{MP} - căldura molară la presiune constantă a gazului, se determină din [1] [kcal/kmol*K];

R_M - 1,99 [kcal/kmol*K] constanta generală absolută a gazelor ideale

b) Determinarea din tabele şi curbe

Nu se recomandă, deoarece este imprecisă.

2.2.3. Factorul de compresibilitate ($1/\sqrt{Z}$)

Pentru presiuni mici şi temperaturi uzuale factorul de compresibilitate este unitar. În general, factorul de compresibilitate este dependent de presiunea şi temperatura gazului şi se determină din tabelele care se găsesc în literatura de specialitate.

$$1/\sqrt{Z} = F(p,T). \quad (2.9.)$$

2.2.4. Factorul de corecţie (U)

$$U = \sqrt{(\rho_{i+g} - \rho_{G+Z} * \rho)/\rho_{Hg}} \quad (2.10.)$$

în care: ρ_{Hg} =13,558 [kg/dm^3];

$\rho = p_1 + B/750$.

2.2.5. Densitataea gazului

$$a_1 = \sqrt{0{,}554/a}, \quad (2.11.)$$

în care:

$$a = \rho_s(\mathrm{GAZ})/\rho_s(\mathrm{AER}) = \rho_s(\mathrm{GAZ})/1{,}2255.$$

Această relaţie se stabileşte plecând de la determinarea prin măsurători a densităţii gazului, conform STAS 1310/73, şi apoi efectuarea transformărilor simple.

O altă metodă utlizată este cea a analizei cromatografice a gazului, conform STAS 12001/81;

$$\rho_s = \rho_N * T_s/T, \quad (2.12.)$$

în care: ρ_N este densitatea gazului în condiţii normale.

2.2.6. Corecţia de temperatură a diametrului orificiului de strangulare - d

Diametrul d se măsoară la temperatura T_o. Prin încălzire de la temperatura T_o la temperatura de lucru T se produce dilatarea orificiului de strangulare. Valoarea diametrului orificiului de strangulare la temperatura T se calculează cu relaţia:

$$d_t^2 = K_t * d^2, \quad (2.13.)$$

în care:

$k_t = (1 + \alpha_t * (T - T_o))^2 = 1 + 2 * \alpha_t * \Delta T$

$\alpha_t = 0{,}0000125 \left[\mathrm{mm/^o\ C}\right]$ - coeficientul de dilatare termică

2.3. Determinarea parametrilor fizici de stare ce intervin în calculul debitului de gaze combustibile (*h, p, T, B*)

În relaţia de calcul al debitului pentru presiunea statică se utilizează valoarea presiunii absolute, iar pentru temperatură se folosesc unităţi Kelvin. Expresiile analitice ale acestor mărimi sunt astfel:

$p_1 = p + B/750$ - presiunea statică;

$T_1 = T + 273{,}15$ - temperatura.

Prin înlocuirea parametrilor fizici de stare astfel definiţi în relaţia de calcul al debitului

gazelor combustibile, în final aceasta va avea forma:

$$\Delta G_s = K*\alpha*\varepsilon*\sqrt{\frac{1}{Z}}*U*Q_1 + K_t*\sqrt{\frac{P+\beta/750}{T+273,15}}* \quad (2.14.)$$
$$*\sqrt{h}, \quad \left[m_s^3/s\right]$$

în care K este un coeficient care depinde de starea fizică de referinţă, de unităţile de măsură adoptate şi de intervalul de timp pe care se face eşantionarea:

$$K = 0,00716*\Delta t$$

De exemplu:

t = 10 s ·····> K = 0,0716;
t = 60 s (1 min.) ·····> K = 0,4296;
t = 900 s (15 min.) ·····> K = 6,444;
t = 3600 s (1 oră) ·····> K = 25,7762

2.4. Determinarea valorilor putere-energie termică pentru gaze combustibile

Pe fiecare interval de eşantionare se determină parametrii fizici de stare şi debitul volumetric.

Debitul mediu volumetric pe o durată de timp se determină ca o medie a debitelor volumetrice pe intervale de eşantionare din cadrul acestui domeniu de mediere. Domeniul de mediere trebuie să fie multiplu întreg al intervalului de eşantionare.

Folosind debitele volumetrice medii se determină puterea şi energia termică ale gazului combustibil, în funcţie de puterea calorifică a acestuia, folosind relaţiile:

- puterea şi energia termică în unităţi de căldură:

$PC_T = C * DG_s$ [kcal/s] (2.15.)
$EC_T = PC_T * t$ [kcal] (2.16.)

- puterea şi energia termică în unităţi S.I.:

$PC_e = 1/860 * PC_T$ [kW] (2.17.)
$EC_e = 1/860 * EC_T$ [kWh] (2.18.)

3. Algoritmi de calcul debit - energie pentru abur supraîncălzit şi apă fierbinte sub presiune

3.1. Relaţia de calcul al debitului masic

Măsurarea debitului masic al aburului supraîncălzit şi al apei fierbinţi sub presiune (vom folosi în continuare pentru aceştia denumirea generică de "agenţi termici") în obiective energetice (circuite termice în centrale termoelectrice şi reţele de termoficare), se realizează aproape în exclusivitate pe principiul presiunii diferenţiale, metodă legiferată prin STAS 7347/2 - 1990.

Prin dezvoltarea relaţiei de calcul (1.3.) se obţine relaţia de calcul al debitului masic de agent termic, având următoarea structură:

$$D_a = \alpha*\varepsilon*K_t*\frac{\pi\alpha^2}{4}*\sqrt{2g}*\sqrt{\gamma_1*\Delta p} \quad \left[kg/h\right] (3.1.)$$

în care, faţă de parametri descrişi în capitolele precedente ($\alpha, \varepsilon, d, K_t, \gamma_1$) se adaugă:

Δp - presiunea diferenţială;
g - acceleraţia gravitaţională.

În relaţia de mai sus, folosită pentru calculul debitului masic de agent termic, sunt incluşi factori de corecte dependenţi de:

- starea fizică a agregatului termic: presiune, temperatură şi densitate;
- tipul dispozitivului de strangulare;
- dimensiunile geometrice ale conductei şi dispozitivelor de strangulare;
- sistemul de unităţi de măsură adoptat.

3.2. Determinarea factorului de corecţie

3.2.1. Coeficientul de debit (α)

Este o funcţie dependentă de raportul diametrelor orificiului de strangulare şi al conductei $\beta = d/D$ şi de numărul Reynolds corectat cu diametrul conductei (D).

Acesta se determină atât pe cale analitică, conform STAS 7347/2 - 90, cât şi direct din tabelele [1].

a) Determinare analitică

- pentru diafragma cu prize de presiune la flanşe:

$$\alpha = 1/\sqrt{1-\beta^4}*(0,5959*0,312*\beta^{2,1} - 0,184*\beta^8 + 0,0029*\beta^{2,5}*(10^6/Re_D)^{0,75} + (2,286/D)* *(\beta^4/(1-\beta^4)) - 0,85598*\beta^3); \quad (3.2.)$$

- pentru ajutaje normale ISA 1932:

$$\alpha = 1/\sqrt{1-\beta^4}*(0,99 - 0,226*\beta^{4,1} + (0,000215 - 0,001125*\beta) + 0,00249 + \beta^{4,7}*(10^6/Re_D)^{1,15} \quad (3.3.)$$

b) Determinarea din tabele

Pentru $Re_D > Re_D$ (limita) (Re = numărul Reynolds corectat cu diametrul) şi anumite condiţii de prelucrare a profilului diafragmei (ajutajului), coeficientul de debit se determină direct din tabele în funcţie de parametrul $m = \beta^2$ [1]:

- din [1 - fig. 10.11] pentru diafragme;
- din [1 - fig.10.12] pentru ajutaje.

Pentru diametre mai mici de 300 mm se aplică factori de corecţie ai coeficientului [1 - fig.10.19].

3.2.2. Coeficientul de detentă (ε)

Coeficientul de detentă se determină numai pentru abur supraîncălzit, iar pentru apă fierbinte sub presiune $E = 1$.

a) Determinare analitică:

- pentru diafragme cu raportul presiunilor $p_2/p_1 \geq 0{,}75$

$$\varepsilon = 1 - (0{,}41 + 0{,}35*\beta)*(\Delta p / (\pi * p_1)) \quad (3.4.)$$

- pentru ajutaje

$$\varepsilon(((\chi*\tau^{2/\chi})/(\chi-1)*((1-\beta^4)/(1-\beta^4*\tau)^{2/\chi})* \quad (3.5.)$$
$$*((1-\tau)^{\frac{\chi-1}{\chi}}/(1-\tau)))^{1/2}$$

β = d/D, raportul diametrelor; $\tau = \frac{p-\Delta p}{p}$, raportul presiunilor;

$\chi = C_{MP}/(C_{MP} - R_M)$

C_{MP} = căldura molară la presiune constantă a aburului, [1] [kcal/kmol*K];

R_M = 1,99 [kcal/kmol * K] constanta generală absolută a aburului considerat ca un gaz ideal;

b) Determinare din tabele şi curbe

Nu se recomandă, deoarece este imprecisă.

3.2.3. Factorul de compresibilitate ($1/\sqrt{Z}$)

Factorul de compresibilitate se determină numai pentru abur supraîncălzit, iar pentru apa fierbinte sub presiune $1/\sqrt{Z} = 1$.

În general, factorul de compresibilitate este dependent de presiunea şi temperatura agentului termic şi se determină din tabele, care se găsesc în literatura de specialitate.

$$1/\sqrt{Z} = F(p,T).$$

3.2.4. Densitatea agentului termic

Densitatea agentului termic se calculează prin inversarea volumului specific al acestuia (v). Volumul specific al agentului termic se determină din diagrama i-s [2] în funcţie de presiunea şi temperatura acestuia măsurate direct.

$$\gamma_1 = F(p,T) = 1/v. \quad (3.7.)$$

3.2.5. Corecţia de temperatură a diametrului orificiului de strangulare - d

Diametrul d se măsoară la temperatura T_0. Prin încălzire de la temperatura T_0 la temperatura T se produce dilatarea orificiului de strangulare la temperatura T. În calcul se utilizează diametrul corectat d_t, determinat cu relaţia:

$$d_t^2 = K_t * d^2, \quad (3.8.)$$

în care:

$K_t = (1 + \alpha_t * (T - T_0)) = 1 + 2*\alpha_t * \Delta T =$

$= 0{,}0000132 \ [\text{mm/ C}]$ – coeficientul de dilatare termică

3.3. Determinarea parametrilor fizici de stare ce intervin în calculul debitului masic de agent termic

3.3.1. Măsurarea parametrilor de stare (p, p_1, T_1, T_0)

Parametrii fizici de stare p, p_1, T_1, T_0 se măsoară cu traductoare cu ieşire în semnal electric. Valorile furnizate de traductoare, multiplicate cu constantele de conversie determină parametrii fizici de stare în unităţi inginereşti.

Prin înlocuirea parametrilor de stare astfel definiţi în relaţia de calcul al debitului masic de agent termic, în final aceasta va avea forma:

$$D_a = K*\alpha*\varepsilon*d^2*K_T*\sqrt{\gamma_1*\Delta p} \ [\text{kg/ h}] \quad (3.9.)$$

în care K este un coeficient care depinde de unităţile de măsură adoptate şi de intervalul de timp pe care se face eşantionarea:

$$K = 0{,}04435*\Delta t$$

De exemplu:

$t =$ 10 s ……> K = 0,000123;
$t =$ 60 s (1 min.) ……> K = 0,000738;
$t =$ 900 s (15 min.) ……> K = 6,01107;
$t =$ 3600 s (1 oră) ……> K = 25,04435.

3.3.2. Determinarea parametrilor termici

Parametrii termici ai agentului termic sunt următorii:

- entropia i [kcal/kg]
- entropia s [kcal/kg* °C]
- volumul specific v [m^3/kg]

Parametrii nominalizaţi mai sus se determină din tabele transcrise din diagrama i - s' [2]. Aceşti parametri se calculează în funcţie de presiunea şi temperatura agentului termic. Valorile măsurate ale presiunii şi temperaturii agentului termic nu corespund de obicei valorilor înscrise în tabele. Determinarea cu precizie a valorilor

parametrilor termici în funcţie de parametrii fizici reali ai agentului termic se face printr-un algoritm de interpolare în planul i - s.

3.5. Determinarea valorilor putere-energie termică pentru abur supraîncălzit şi apă fierbinte sub presiune

Pe fiecare interval de eşantionare se determină parametrii fizici de stare şi debitul masic al agentului termic.

Debitul mediu masic pe o durată de timp se determină ca o medie a debitelor masice pe intervale de eşantionare.

Folosind debitele masice medii se determină puterea şi energia termică ale agentului termic astfel:

- puterea şi energia termică în unităţi de căldură:

$$P_{CT} = C * D_a \quad [\text{kcal/h}] \qquad (3.10.)$$

$$E_{CT} = P_{CT} * t \quad [\text{kcal}] \qquad (3.11.)$$

- puterea şi energia termică în unităţi S.I.:

$$PC_e = 1/860 * PC_T \quad [\text{kW}] \qquad (3.12.)$$

$$EC_e = 1/860 * EC_T \quad [\text{kWh}] \qquad (3.13.)$$

În circuitele termice ale centralelor electrice şi în reţelele de termoficare apare necesitatea determinării consumului de energie termică la un obiectiv (receptoare de energie termică similare cu receptoarele de energie electrică). În acest caz, puterea şi energia termică disipată în receptor se determină prin diferenţa valorilor acestora de la intrare şi ieşire.

Ca un caz particular, în reţelele cu circuit închis fără pierderi de agent termic, puterea şi energia termică disipată în receptor se determină prin diferenţa entalpiilor la intrare şi la ieşire (i_1-i_2), debitul rămânând constant.

Concluzii

Metodologia de calcul debit-energie pentru fluide energetice, prezentată în lucrare, constituie în mare parte reluarea tezelor dezvoltate cu rigurozitate matematică în literatura de specialitate [1, 2].

Realizarea aparaturii de măsură debit-energie utilizată până acum, care să ţină seama de toate corecturile menţionate nu a fost posibilă, recurgându-se la simplificarea relaţiilor, aşa cum au fost ele dezvoltate, conducând la o precizie nesatisfăcătoare de calcul şi costuri ridicate ale aparaturii.

Utilizarea tehnicii microprocesoarelor face posibilă azi realizarea unei astfel de aparaturi moderne de măsurare debit-energie pentru fluide energetice, cu calificarea metrologică corespunzătoare şi considerarea tuturor corecţiilor în algoritmul de calcul, aşa cum sunt tratate în lucrare. Metodologia prezentată în lucrare poate oferi baza elaborării unui caiet de sarcini pentru realizarea de aparatură modernă.

În textul lucrării sunt citate tabelele cu funcţii de parametrii fizici constructivi utilizate la baza de date pentru calculul debitului. Aceste tabele pot fi uşor modelate şi utilizate în procesul de calcul, folosind parametrii fizici de timp real.

Lucrarea reprezintă o încercare a conceptului de gestiune energetică în timp real rezolvat şi adus până la aplicaţii industriale pentru energie electrică. Se are în vedere o tratare unitară în gestionarea tuturor formelor de energie utilizate în fluxul energetic, atât ca eşantionare, cât şi ca unităţi de măsurare. Această tratare unitară facilitează efectuarea unor bilanţuri energetice pe lanţ, unde se folosesc mai multe forme de energie şi purtători (centrale electrice, procese chimice şi industriale şi altele). Calificarea metrologică a unei astfel de aparaturi moderne poate conferi şi funcţia de tarifare asistată de calculator a energiei.

BIBLIOGRAFIE

[1] Preobrajenski, V.P. *Măsurători şi aparatură termotehnice.* Editura Energetică de Stat Leningrad 1953

[2] Leca, A. ş.a. *Tabele şi nomograme folosite în termotehnică,* vol.1

[3] Ilicea, C. *Metode pentru măsurarea şi calculul debitelor de combustie gazoşi.* In: ENERG, vol. 3 şi 4. Editura Tehnică.

[4] STAS 7347/2-90 *Determinarea debitelor fluidelor în sisteme de curgere sub presiune.*

Referent: ing. Nicolae Niculescu - ISPE

(Primit la 4 ianuarie 1993, acceptat la 27 ianuarie 1996)

PRIMA UNITATE A CNE CERNAVODĂ RACORDATĂ LA SEN

ing. IOAN ROTARU; ing. IOSIF BILEGAN *

La 11 iulie 1996, prima unitate a centralei nuclearoelectrice de la Cernavodă, având o putere instalată de 700 MW$_e$, a fost racordată la sistemul energetic național. Evenimentul este de importanță istorică, atât pentru energetica românească, cât și pentru întreaga evoluție economico-socială a României. S-a marcat cu această ocazie un salt tehnologic important, care confirmă astfel posibilitățile reale ale României de a asimila tehnologii de vârf în domeniile energeticii, construcțiilor de echipamente complexe, fabricării materialelor nucleare (combustibil nuclear, apă grea), electrotehnicii și aparaturii nucleare. În acest articol se prezintă principalele aspecte legate de realizarea acestui important obiectiv, respectiv justificarea opțiunii nucleare pentru țara noastră, un scurt istoric al investiției, descrierea generală a centralei, probleme specifice de securitate nucleară, radioprotecție și de depozitare a deșeurilor radioactive. De asemenea, în articol se prezintă și principalele obiective strategice ale dezvoltării energeticii nucleare în România.

On the 11 of July 1996, the first unit of Cernavoda nuclear power plant, with an installed capacity of 700 MW, was connected to the national power grid. The event has a historical importance both for the Romanian power field and for the whole socio-economical evolution of Romania. This occasion underlined the fact that important progress was made which confirms Romania's actual capabilities to assimilate the high technologies in the field of electric power, complex equipment building, nuclear materials manufacturing (nuclear fuel, heavy water), electrical engineering and nuclear equipment. This paper deals with the main aspects related to the completion of this important project, that is the well-grounded nuclear option for our country, a short history and general description of the project, specific problems concerning the nuclear safety, radioprotection and nuclear waste management. It also holds forth the main strategic objectives for the nuclear power development in Romania.

Descriptori: centrale nucleare

Încadrarea energeticii nucleare în ramura producției de energie electrică și justificarea opțiunii nucleare

Una din soluțiile performante sub raport economic și tehnologic, având totodată un impact ecologic minim, este energetica nucleară. Cu toate eforturile care se fac pentru limitarea creșterii consumului de energie electrică prin programe de conservare, de creștere a eficienței producerii și de creștere a prețurilor, în cele mai multe țări consumul de energie electrică continuă să crească. Alegerea surselor de producere a electricității pentru fiecare țară este dependentă de disponibilitatea și costul combustibililor, de posibilitățile de finanțare și de deciziile politice. Multe țări optează pentru o structură echilibrată a surselor energetice, pentru stabilizarea economiei lor față de variațiile de prețuri și asigurarea cu resurse. Până în prezent România a apelat numai la resurse energetice clasice, în principal de proveniență internă și care, după cum se știe, sunt limitate. O alternativă pentru îmbunătățirea acestei situații, chiar de asigurare a independenței energetice, o constituie punerea în valoare a resurselor interne de combustibil nuclear. Aceasta reprezintă una din direcțiile principale de acțiune pentru atingerea obiectivului strategic al RENEL "*satisfacerea imediată și pe termen lung a cererilor consumatorilor de energie electrică și termică alimentați din instalațiile sale, la un preț de cost cât mai scăzut, în condiții de calitate și cu limitarea impactului instalațiilor energetice asupra mediului, precum și realizarea de tranzit și export de energie electrică în condiții de rentabilitate*". Dar, ca și în cazul resurselor hidraulice, pentru a căror valorificare se impune conversia lor în energie utilă (mecanică, electrică, căldură), valorificarea rezervelor de uraniu natural nu poate fi făcută fără a dispune de tehnologiile adecvate. Producerea industrială a căldurii și/sau

* RENEL - Grupul de Energetică Nucleară, București

energiei electrice din combustibilii nucleari constituie obiectivul de bază al energeticii nucleare. Cu toată complexitatea lor, aceste tehnologii acoperă în prezent 17,5 % din cantitatea totală de energie electrică produsă pe plan mondial, cu doar 3 % mai puţin decât energia hidraulică. La începutul anului 1995 se aflau în funcţiune 437 de unităţi nuclearoelectrice în 31 de ţări. Capacitatea totală instalată în acestea se ridică la 344 422 MW. În construcţie se află 39 de unităţi totalizând32 594 MW, în 14 ţări. Argumentele aduse în sprijinul dezvoltării în continuare a energeticii nucleare se bazează pe funcţionarea sigură şi economică a centralelor nuclearoelectrice şi pe impactul lor ecologic minim, acestea neproducând CO_2 , SO_2, NO_x şi cenuşă. Spre exemplu, în cazul în care cantitatea de energie electrică, corespunzătoare celor 17,5%, cât reprezintă producţia mondială în centralele nucleare din anul 1993, s-ar fi realizat în centrale electrice funcţionând pe cărbune (huilă), anual în mediul ambiant ar fi fost eliberate suplimentar 1,5-2 miliarde tone de dioxid de carbon, două milioane tone de bioxid de sulf, un milion tone de oxid de azot şi circa 150 000 de tone de metale grele - plumb, arsen etc.

Comparaţia între o CNE de tip CANDU de 700 MW şi o CTE de aceeaşi putere funcţionând pe lignit arată ca centrala termoelectrică degajă anual circa 4 500 000 t CO_2, 6300 t SO_2 şi 3 100 t NO_x. Aceste noxe, responsabile de producerea efectului de seră şi a ploilor acide, lipsesc cu desăvârşire la CNE.

Alte elemente care justifică opţiunea nucleară sunt cele legate de aprovizionarea şi transportul combustibilului nuclear şi de gestionarea deşeurilor radioactive. Astfel, pentru asigurarea exploatării centralelor nucleare sunt necesare manipularea şi transportul unor cantităţi mici de combustibil, întrucât din punct de vedere energetic 1 kilogram de uraniu natural este echivalent cu circa 20 de tone de cărbune. Corespunzător, rezultă şi cantităţi de deşeuri mult mai mici decât în cazul instalaţiilor convenţionale. Tratarea, transportul şi depozitarea acestor deşeuri se fac în condiţii de siguranţă deplină şi constituie astăzi una din activităţile cu puternică susţinere şi supraveghere din partea comunităţii internaţionale.

Din punct de vedere funcţional - constructiv, centralele nuclearoelectrice actuale se clasifică în următoarele categorii principale:

- CNE cu combustibil uraniu îmbogăţit şi apă obişnuită ca moderator şi agent de răcire;
- CNE cu uraniu natural şi apă grea ca moderator şi agent de răcire;
- CNE cu reactoare nucleare cu neutroni rapizi, care utilizează plutoniul drept combustibil nuclear şi răcite cu metale lichide (sodiu).

De asemenea, în prezent funcţionează şi alte tipuri de CNE. Printre acestea menţionăm pe cele care utilizează drept combustibil uraniul îmbogăţit, grafitul ca moderator, iar ca agent de răcire apa obişnuită (tipul RBMK la Cernobîl) sau dioxidul de carbon (prima generaţie de reactoare MAGNOX instalate în Franţa şi Anglia).

Tehnologia de producere a energiei nucleare în unitatea 1 de la CNE Cernavodă are la bază reactoarele nucleare CANDU (CANadian Deuterium Uranium), care funcţionează cu uraniu natural şi utilizează apa grea ca moderator şi agent de răcire. Alegerea acestei tehnologii a avut în vedere, în primul rând, posibilităţile industriei româneşti de a asimila în producţie combustibilul nuclear, apa grea şi majoritatea echipamentelor necesare. Reactorul nuclear CANDU este caracterizat printr-un grad ridicat de securitate nucleară, asigurând un nivel de protejare a mediului şi populaţiei la nivelul standardelor internaţionale. Producerea energiei electrice în centralele nucleare de tipul CANDU permite realizarea unor costuri concurenţiale în raport cu alte tehnologii, precum şi trecerea la alte cicluri de combustibil nuclear în situaţia creşterii preţului uraniului natural.

Scurt istoric al investiţiei CNE Cernavodă

După aproape 10 ani de studii şi tratative cu potenţiali parteneri externi, în 1978 s-a adoptat decizia de realizare a CNE Cernavodă. În decembrie 1978 s-au încheiat contractele cu AECL (Atomic Energy of Canada Limited) pentru preluarea licenţei sistemului HWR-CANDU 700 pentru inginerie, asistenţă tehnică şi procurarea de echipamente specifice părţii nucleare pentru unitatea 1. Totodată, s-a încheiat şi un acord cu EDC (Export Development Corporation) şi un grup de bănci din Canada pentru acordarea unui credit în valoare de 1 miliard de dolari.

Decizia adoptării acestei filiere a avut la bază în primul rând dorinţa politică de independenţă a ţării din punctul de vedere al

asigurării combustibilului nuclear (uraniul îmbogăţit constituind monopol al ţărilor dezvoltate) şi încrederea în posibilităţile industriei naţionale de a dezvolta tehnologiile aferente fabricării combustibilului nuclear şi apei grele.

În februarie 1981 s-a semnat contractul pentru proiectarea şi livrarea echipamentelor aferente părţii clasice cu consorţiul ANSALDO (Italia) - General Electric (SUA). De asemenea, s-a încheiat cu băncile italiene acordul corespunzător pentru finanţare/creditare.

Ca titular de investiţie şi coordonator al programului de energetică nucleară a fost nominalizat Comitetul de Stat pentru Energie Nucleară - CSEN.

Amplasamentul, aprobat prin decret în 1979, este cel actual, situat pe malul Dunării, în apropierea oraşului Cernavodă. Alegerea s-a făcut cu participarea AECL-Canada, în urma unor laborioase activităţi de studii complexe, la care au colaborat firme străine de prestigiu. Amplasamentul a fost avizat în conformitate cu prevederile legale de organul de reglementare, autorizare şi control ISCAN-ACN, în prezent CNCAN-Comisia Naţională pentru Controlul Activităţilor Nucleare din cadrul Ministerului Apelor, Pădurilor şi Protecţiei Mediului.

Lucrările pe şantier au început în primăvara anului 1979, iar termenul iniţial pentru punerea în funcţiune a primei unităţi nucleare a fost decembrie 1985.

În paralel, au fost puse bazele unei infrastructuri menite să susţină realizarea programului, prin înfiinţarea următoarelor entităţi:

- Institutul pentru Reactori Nucleari Energetici - IRNE, cu *secţii de proiectare* în Bucureşti-Măgurele, cu sarcina de proiectant general al obiectivului CNE Cernavodă (acualul CITON - Centrul de Inginerie Tehnologică pentru Obiective Nucleare) şi de proiectare echipamente nucleare şi *secţii de cercetare* la Piteşti-Mioveni, cu sarcinile de a asigura suportul tehnic de cercetare şi inginerie tehnologică cu specific nuclear pentru dezvoltare (actualul Institut de Cercetări Nucleare Piteşti) şi de asimilare în producţie a combustibilului nuclear (actuala Filială de Combustibil Nuclear Piteşti); în acest an aceste unităţi au aniversat 25 de ani de la înfiinţare;

- staţia pilot industrial pentru apa grea de la Govora "Uzina G" şi Institutul de Criogenie şi Separări Izotopice de la Râmnicu Vâlcea, care au pus bazele tehnice ale realizării Combinatului Chimic Drobeta Tr. Severin, actuala filială RENEL de producere industrială a apei grele ROMAG Drobeta; în decembrie 1995 acestea au aniversat 25 ani de la înfiinţare;

- trusturi de antrepriză pentru lucrări de construcţii-montaj specifice CNE;

- secţii industriale pentru fabricarea de echipamente şi materiale nucleare.

În condiţiile economiei comandate, între anii 1979 şi 1983 au fost impuse fabricanţilor români termene nerealiste de asimilare în producţie a unui volum foarte mare de echipamente şi materiale, într-o conjunctură externă nefavorabilă, creată prin blocarea, în 1982, a creditelor băncilor canadiene şi italiene până la negocierea reeşalonării datoriei externe a ţării. Din creditul în valută iniţial s-a cheltuit sub 50 %. Această situaţie a dus la importante întârzieri în realizarea investiţiilor din programul de energetică nucleară. În 1982 s-a hotărât să se construiască la Cernavodă încă o unitate, a cincea faţă de cele patru prevăzute iniţial.

Radierul clădirii primului reactor s-a realizat în vara anului 1982, iar în martie 1983 s-a turnat, cu cofraj glisant, peretele perimetral al anvelopei de beton a reactorului. La sfârşitul anului 1983 s-a adus în şantier vasul reactorului nuclear (Calandria), în 1986 au fost introduse în anvelopă generatoarele de abur, iar în 1986 s-a realizat montajul canalelor de combustibil în vasul Calandria.

Lucrările din şantierul centralei nuclearoelectrice Cernavodă, extinse la toate cele cinci unităţi, s-au desfăşurat cu multe întârzieri, din cauza unor planificări nerealiste, numeroaselor schimbări organizatorice, numărului deosebit de mare de muncitori concentraţi pe şantier (circa 16 000), obstrucţiilor la trimiterea specialiştilor la pregătire în străinătate şi a unei lipse generale de motivaţie a personalului angrenat în realizarea acestui obiectiv.

În februarie 1985 a fost schimbat titularul de investiţie, în locul CSEN fiind numit Ministerul Energiei Electrice. De asemenea, a fost schimbat şi proiectantul general al obiectivului de investiţie CNE Cernavodă, prin preluarea de către ISPE a

sarcinilor de proiectare de la IRNE. CSEN a fost desfiinţat prin Decretul nr.6 din ianuarie 1990.

În iulie 1990 a fost emisă Hotărârea de Guvern nr. 750, prin care s-a aprobat studiul tehnico-economic pentru obiectivul de investiţie "CNE Cernavodă 5 x 700 MW_e".

În luna august 1991, având în vedere dificultăţile înregistrate în conducerea şi realizarea investiţiei, RENEL a semnat cu Consorţiul AECL - ANSALDO (AAC) un contract prin care AAC are obligaţia de a realiza conducerea proiectului în numele RENEL, având ca obiective principale finalizarea lucrărilor şi punerea în funcţiune a primei unităţi în decembrie 1994, asigurarea exploatării iniţiale pe o perioadă până la 18 luni şi pregătirea personalului român de exploatare în Canada. Termenele angajate de AAC au fost condiţionate de momentul intrării în vigoare a contractului, respectiv de asigurarea finanţării externe, iar acesta s-a produs cu un an mai târziu faţă de data semnării, rezultând următoarele termene:

- conectarea la Sistemul Energetic Naţional- decembrie 1995,
- finalizarea testelor la putere nominală - martie 1996,
- începerea exploatării comerciale - aprilie 1996.

Pentru finanţarea lucrărilor de investiţii au fost contractate credite de la băncile Export Development Corporation - Canada şi Mediocredito Centrale - Italia. Creditele au fost garantate de statul român şi aprobate de Parlament prin Legea nr. 38/1992.

Finanţarea în lei, angajată de partea română prin contractul încheiat cu Consorţiul, a fost asigurată de la bugetul de stat, pe baza prevederilor anuale.

În anul 1992, ca urmare a recomandării Băncii Mondiale, a fost acceptată sistarea finanţării de la bugetul de stat a lucrărilor de investiţii pentru unităţile 2-5 ale CNE Cernavodă, până la întocmirea studiilor de eficienţă economică a acestora.

Este de menţionat că, pentru asigurarea unor condiţii normale de viaţă a personalului care lucrează pe şantierul CNE Cernavodă , stabilizat în prezent la o cifră de circa 7 000, s-a aprobat prin HG 454/1991, realizarea unui important program social de investiţii, care cuprinde realizarea a 21 de obiective social-culturale. Printre acestea menţionăm: blocuri de apartamente în Cernavodă şi Constanţa, liceu cu profil energetic, pod peste canalul Dunăre-Marea Neagră, noi racorduri rutiere, reţea de termoficare pentru oraşul Cernavodă, spital, grădiniţă, piaţă agroalimentară, hotel, cinematograf şi un centru de recreere.

Un alt obiectiv de investiţie important, în curs de finalizare, este centrul de pregătire pentru personalul de exploatare al CNE Cernavodă. Piesa de bază a acestui centru o constitue simulatorul multifuncţional (full scop) cu caracteristici identice cu cele ale calculatorului principal al primei unităţi nuclearoelectrice, care permite pregătirea personalului de exploatare în condiţii similare cu cele din camera de comandă reală. Sediul cuprinde numeroase alte săli de clasă cu tehnică de calcul avansată (microsimulatoare) pentru pregătirea tuturor categoriilor de personal, precum şi un centru pentru primirea vizitatorilor.

Descrierea generală a proiectului CNE Cernavodă

Proiectul centralei nuclearoelectrice Cernavodă prevede realizarea a cinci unităţi nucleare de tip CANDU separate. Fiecare unitate, având o putere nominală de 700 MW_e, este formată dintr-un reactor, o turbină monoax funcţionând cu abur saturat la 1500 rot/min şi un generator electric. Schema termică cuprinde trei circuite principale:

- *circuitul primar de transport al căldurii* este un circuit închis, cu apă grea sub presiune, care asigură extragerea căldurii generate în reactorul nuclear şi o cedează, în generatoarele de abur, apei uşoare care se transformă în abur saturat;
- *circuitul secundar* este circuitul închis clasic apă-abur, utilizat pentru conversia căldurii în energie electrică;
- *circuitul apei de răcire a condensatoarelor şi de apă tehnică* este un circuit deschis, asigurat cu apă din Dunăre.

Reactorul **CANDU** (**CA**Nadian **D**euterium **U**ranium) face parte din filiera de reactoare nucleare cu apă grea sub presiune (PHW-

Pressurized Heavy Water), fiind deci un ***reactor termic*** (funcţionând cu neutroni termici), având ca ***moderator apa grea***, ca **agent de răcire apa grea sub presiune**, care circulă prin ***tuburi de presiune***, şi care utilizează ***uraniul natural*** drept combustibil nuclear. Conceptul dezvoltat de AECL (Atomic Energy of Canada Limited) la nivelul anilor 1970 pentru domeniul puterilor unitare de **600 MW**, poartă denumirea **CANDU-6**. Experienţa de exploatare a unităţilor de acest tip, construite în Canada, Argentina, Corea de Sud, a confirmat robusteţea, siguranţa şi economicitatea lor. De asemenea, a permis elaborarea unor importante îmbunătăţiri care ridică în continuare performanţele acestor tipuri de reactoare nucleare.

Faţă de alte tipuri de reactoare nucleare, CANDU-6 prezintă următoarele avantaje:

- sunt utilizate tuburi de presiune cu diametre mici în locul unui vas de presiune de dimensiuni mari, deci tehnologii mai uşor de realizat; pe de altă parte, limitarea consecinţelor apariţiei unui accident major de scurgere a agentului de răcire; reparaţii mai uşoare;
- separarea fizică a moderatorului de agentul de răcire permite ca funcţionarea mecanismelor pentru controlul reactivităţii să se facă în medii de presiune scăzută, deci siguranţă mai mare; totodată, această separare permite ca în circuitul de răcire să nu se utilizeze substanţe chimice;
- există posibilitatea folosirii uraniului natural sau a altor combustibili nucleari cu conţinut scăzut de material fisil (toriu);
- folosirea fasciculelor de combustibil nuclear standardizate;
- încărcarea cu combustibilul nuclear se poate face în timpul funcţionării;
- existenţa a două sisteme separate, complet independente şi pe deplin capabile de a opri în siguranţă reactorul.

Amplasamentul centralei este la 3 km sud-est de oraşul Cernavodă şi la 1,5 km nord-est de prima ecluză a canalului navigabil Dunăre-Marea Neagră, pe un masiv de calcar al unei exploatări desfiinţate. Reactoarele nucleare sunt orientate către canalul Dunăre-Marea Neagră, sala maşinilor către valea Cişmelei, care mărgineşte la nord amplasamentul, frontul fix către localitatea Saligny, iar extinderea către oraşul Cernavodă. La sud-est centrala este mărginită de calea ferată secundară de acces în zona industrială şi portul Cernavodă. Cota medie a terenului amenajat este 16 mdNMB (deasupra nivelului mării Baltice). Staţia de pompare a apei de răcire se află în dreptul clădirii reactoarelor 1 şi 2 (fig. 1).

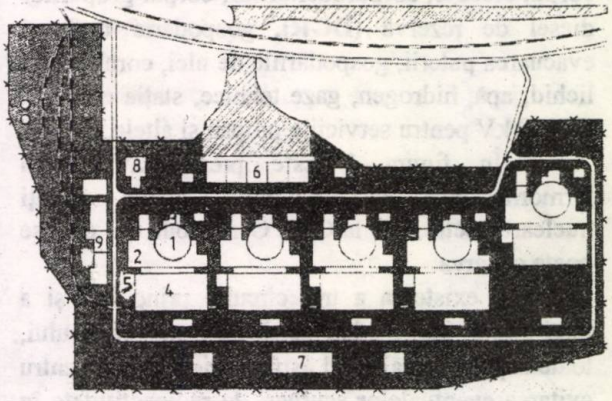


Fig. 1. Plan de ansamblu a CNE Cernavodă:
1- clădire reactor; 2 - clădirea serviciilor nucleare anexe; 3 - clădire sistem de alimentare cu energie electrică la avarie şi cameră de comandă secundară; 4 - sala maşinilor; 5- clădire grupuri diesel de rezervă; 6 - staţie de pompe apă de răcire; 7 - staţia electrică de 110 kV; 8 - corp administrativ; 9 - unitatea zero (staţie de epurare chimică, centrala termică de pornire şi altele).

Pentru respectarea cerinţelor de siguranţă în exploatare impuse de reglementările legale, printre care şi cea de a dispune de două căi independente de evacuare a apei de răcire, s-au realizat două căi de evacuare constând din evacuarea către canalul Dunăre-Marea Neagră şi un tunel care penetrează dealul din partea de nord a centralei şi care debuşează într-un canal cu evacuarea în Dunăre, în aval de oraşul Cernavodă.

Sistemele tehnologice ale unei unităţi nuclearoelectrice se împart în două părţi principale: una nucleară şi una clasică.

Partea nucleară cuprinde sistemele tehnologice nucleare, amplasate în cea mai mare parte în clădirea reactorului (**CR**) şi clădirea serviciilor auxiliare nucleare (**CSAN**), şi anume:

- sistemul nuclear de producere a aburului (**SNPA**);
- sistemele de securitate;
- sistemele auxiliare nucleare.

Partea clasică cuprinde următoarele sisteme tehnologice, amplasate în sala maşinilor (**SM**) şi adiacente ei:

- turbogeneratorul;
- sistemul de evacuare a puterii electrice;
- sisteme auxiliare clasice.

Este de menţionat că o serie de alte sisteme şi servicii comune părţii clasice şi nucleare se găsesc amplasate într-o serie de clădiri anexe, unele în jurul CR, CSAN sau SM, altele în frontul fix. Dintre acestea menţionăm : corpul degazorilor, corpul electric, corpul răcitorilor, corpul grupurilor diesel de rezervă (DGR), gospodărie trafo şi evacuarea puterii, gospodăriile de ulei, combustibil lichid, apă, hidrogen, gaze tehnice, staţia electrică de 110 kV pentru serviciile proprii şi altele.

În figura 2 este prezentată schema termomecanică de principiu a unei unităţi nuclearoelectrice de la CNE Cernavodă din care se poate observa:

- existenţa a trei circuite principale şi a unui circuit intermediar de răcire a moderatorului, toate separate, realizând astfel bariere fizice pentru evitarea eventualelor scurgeri de radioactivitate în mediul ambiant;
- turbina este monoax, de condensaţie, cu abur saturat, de tip cu acţiune, turaţia 1500 rot/min şi alcătuită dintr-un corp de înaltă (medie) presiune şi trei corpuri de joasă presiune, toate în dublu flux;
- pentru extragerea umidităţii formate prin destinderea aburului saturat în corpul de înaltă presiune, la ieşirea din acesta sunt instalate separatoare de umiditate, urmate de supraîncălzitoare cu abur viu, astfel încât în corpurile de joasă presiune intră abur supraîncălzit, ceea ce conduce la creşterea randamentului ciclului termic;
- structura circuitului de preîncălzire a apei de alimentare a generatorilor de abur este de tip clasic: preîncălzitoare de joasă presiune, degazor, pompă de alimentare, preîncălzitoare de înaltă presiune.

Reactorul CANDU-6 utilizează fascicule standardizate de combustibil nuclear cu 37 elemente (fig. 3), conţinând pastile de dioxid de uraniu natural. Elementele sunt formate din teci de zirconiu (Zr-4) cu următoarele dimensiuni aproximative: lungime 500 mm, diametru 13 mm şi grosimea tecii 0,4 mm. Acestea sunt închise prin sudură cu dopuri la ambele capete, astfel încât să formeze o incintă etanşă, care să nu permită scurgerea în exterior a produselor de fisiune, în special a gazelor radioactive, care se formează prin fisiunea nucleelor de uraniu. Un fascicul se formează prin asamblarea a 37 de elemente de combustibil în cercuri concentrice (1+6+12+18) cu elemente distanţoare şi două grile de capăt. Această configuraţie permite o secţiune transversală liberă de trecere pentru agentul de răcire-apa grea sub presiune, precum şi o suprafaţă suficientă de transfer termic pentru extragerea căldurii generate prin fisiune în pastilele de dioxid de uraniu. Greutatea totală a unui fascicul este de circa 24 kg şi conţine aproximativ 19 kg de uraniu natural (21,5 kg UO_2), din care doar 135 grame reprezintă izotopul fisionabil U 235. Utilizat

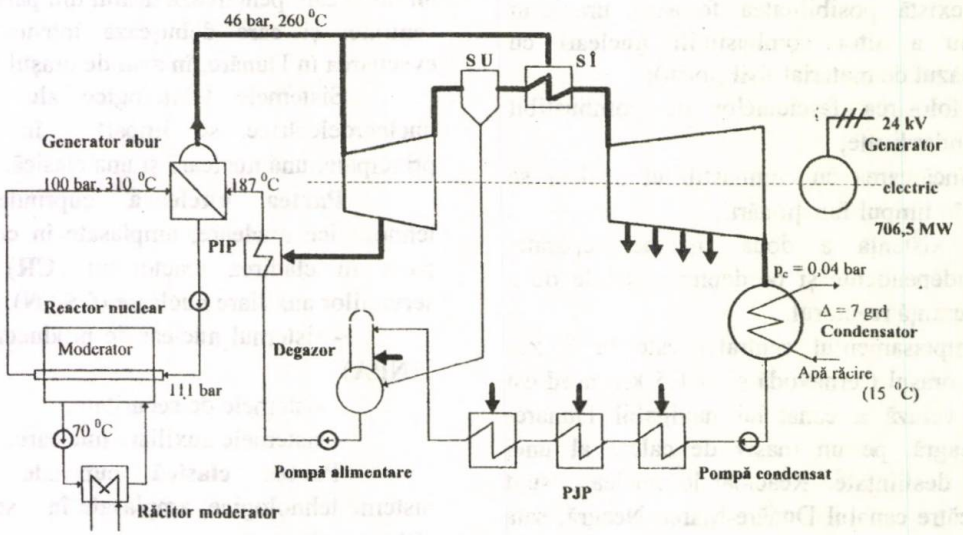


Fig. 2 Schema termomecanică de principiu:

S U - separator de umiditate; S Î - supraîncălzitor; PIP- preîncălzitor de înaltă presiune; PJP- preîncălzitor de joasă presiune

în reactorul de tip CANDU, 1 kg de uraniu natural produce între 50-55 MWh (electrici), consumul de combustibil nuclear fiind deci de circa 20 g uraniu natural/ MWh.

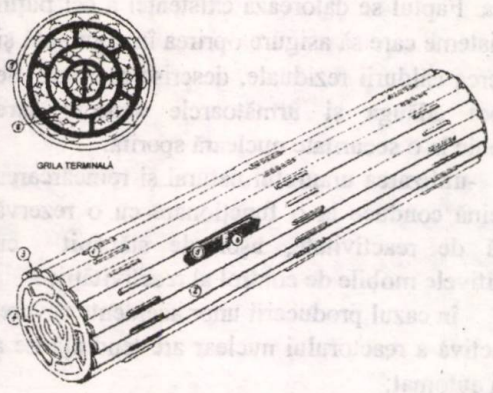


Fig.3. Fasciculul de combustibil nuclear de tip CANDU: 1 - patine de ghidaj; 2 - teacă; 3 - dop de capăt; 4 - placă terminală; 5 - pastile CO_2; 6 - distanţieri; 7 - tub de presiune.

Aspecte referitoare la securitatea nucleară

Prin siguranţă sau securitate nucleară se înţelege ansamblul de măsuri tehnice şi organizatorice care trebuie să asigure funcţionarea instalaţiei nucleare fără consecinţe nedorite, păgubitoare pentru sănătatea oamenilor şi asupra mediului ambiant.

În condiţii normale de funcţionare, securitatea nucleară garantează că instalaţiile nucleare nu supun personalul de exploatare la expuneri excesive de radiaţii sau nu produc evacuări radioactive în mediul ambiant mai mari decât cele admise.

În final, securitatea nucleară asigură că au fost luate toate măsurile pentru evitarea accidentelor sau limitarea consecinţelor în cazul în care acestea se produc totuşi, în pofida tuturor precauţiilor luate.

Principalul obiectiv urmărit prin proiectare referitor la securitatea nucleară este de a proteja populaţia de riscurile nedorite. De multe ori, dacă se iau în considerare importantele pierderi economice cauzate de indisponibilitatea sistemului nuclear de producere a aburului în urma unui accident, rezultă condiţii de proiectare chiar mai severe decât cele ce ar fi fost impuse numai din considerente de securitate nucleară.

Securitatea instalaţiilor nucleare este asigurată prin:

- *proiectare*: se prevăd o serie de bariere pentru prevenirea scăpărilor de substanţe radioactive, integritatea acestora fiind asigurată prin prevederea sistemelor redondante de securitate;

- *supraveghere:* efectuarea de testări, inspecţii şi lucrări de întreţinere programate pentru verificarea funcţionării sistemelor de securitate în conformitate cu cerinţele stabilite;

- *exploatare:* centrala trebue menţinută în limitele ei de funcţionare sigură;

- *cultura de securitate nucleară:* menţinerea unei atitudini corecte faţă de securitatea centralei.

Principiul de bază avut în vedere în conceptul de securitate nucleară este cel de a lua toate măsurile pentru a menţine sau a readuce instalaţia într-o stare sigură. Acesta impune ca:

A- reacţia de fisiune în lanţ să poată fi ţinută sub control şi oprită în orice moment şi circumstanţe;

B- să existe seria de bariere de siguranţă eficiente care să reţină eventualele evacuări ale produselor de fisiune;

C- să fie evacuată căldura reziduală generată prin dezagregarea produselor de fisiune, în orice condiţii, în special după oprirea reactorului nuclear.

În cadrul proiectului CANDU, cele trei condiţii sunt îndeplinite după cum urmează:

A- Reacţia de fisiune în lanţ este ţinută sub control cu ajutorul mecanismelor de control al reactivităţii şi a două sisteme de oprire rapidă (SOR) 1 şi 2.

B- Barierele fizice de reţinere a produselor de fisiune, în conceptul cunoscut sub numele de **"apărare în adâncime"**, sunt următoarele cinci:

1 - pastila sau materialul (matricea) dioxidului de uraniu în care se reţin circa 99 % din produsele de fisiune, chiar la temperaturi înalte;

2 - teaca elementului de combustibil, care reţine produsele de fisiune volatile, gazele nobile şi izotopii iodului care ies prin difuzie din pastile;

3 - sistemul primar de transport al căldurii, care reţine eventualele produse de fisiune scăpate prin deteriorarea tecii;

4 - sistemul de anvelopare (anvelopa), care reţine produsele de fisiune în cazul în care se avariază atât teaca, cât şi sistemul primar de transport al căldurii;

5 - zona de excludere, care asigură realizarea unei diluţii atmosferice (factor de diluţie circa 100) a eventualelor evacuări de produse de

fisiune; raza zonei de excludere (fără locuinţe) este de 1 km în jurul reactorului nuclear.

C- Evacuarea căldurii reziduale, după oprirea reactorului în caz de avarie, este asigurată prin sisteme specializate de răcire a zonei active (SRAZA) şi de stropire în interiorul anvelopei; de asemenea, în cazuri extreme, apa grea din sistemul moderatorului constitue o sursă suplimentară independentă de răcire (fig. 4).

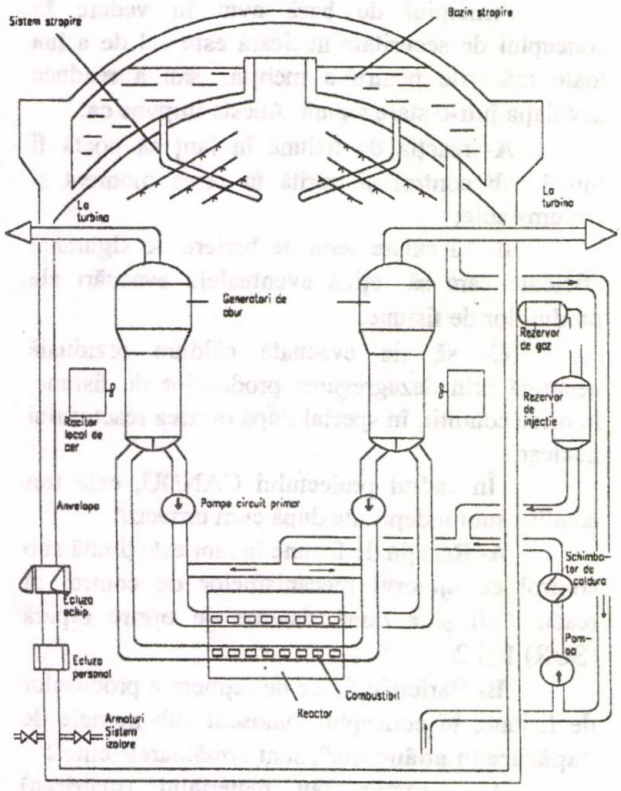


Fig. 4. Sistemul de răcire la avarie şi sistemul anvelopei.

Analizele de securitate nucleară, deterministe sau probabilistice, conduc la soluţii şi măsuri tehnice de proiectare adecvată care, completate cu măsurile speciale de asigurarea calităţii luate în fazele de construcţii-montaj, precum şi cu cele luate în exploatare, constituie garanţia că riscul unor evacuări de produse radioactive este redus.

Consecinţele unor eventuale accidente trebuie să fie acceptabile, nu numai în cazul în care sistemele de securitate funcţionează, ci şi în cazul în care acestea sunt indisponibile sau deteriorate. La alte tipuri de reactoare nucleare, un accident de pierdere a agentului de răcire, combinat cu indisponibilitatea unui sistem de răcire de avarie a zonei active, duce la topirea combustibilului nuclear. În conceptul CANDU acest scenariu duce la deteriorarea combustibilului, însă nu la topirea acestuia. Faptul se datorează existenţei a cel puţin două sisteme care să asigure oprirea în siguranţă şi extragerea căldurii reziduale, descrise mai sus. Se mai pot adăuga şi următoarele aspecte care contribuie la o securitate nucleară sporită:

-utilizarea uraniului natural şi reîncărcarea în sarcină conduce la o funcţionare cu o rezervă scăzută de reactivitate, uşor de stăpânit cu dispozitivele mobile de control al reactivităţii;

- în cazul producerii unor accidente severe, zona activă a reactorului nuclear are tendinţă de a se opri automat;

- injectarea apei obişnuite în zona activă introduce, la reactoarele de tip CANDU, o reactivitate negativă, conducând la oprirea reacţiei de fisiune;

- circulaţia naturală care apare în cazul pierderii alimentării cu energie electrică a pompelor din circuitul primar, datorită configuraţiei sistemului primar de transport al căldurii, asigură extragerea căldurii reziduale din zona activă;

- în caz de accident, acţiunea sistemelor de securitate este automată, astfel că nu este necesară intervenţia operatorului timp de câteva ore după producerea evenimentului.

Managementul deşeurilor radioactive

Gestionarea sau managementul deşeurilor radioactive reprezintă o problemă ecologică cu puternic impact social şi economic, obiectivul principal urmărit fiind limitarea fenomenelor de contaminare radioactivă şi iradiere, atât a personalului din centrală, cât şi a populaţiei şi mediului înconjurător.

Ca şi toate celelalte deşeuri, deşeurile radioactive au diferite proprietăţi fizice şi chimice. Acestea depind de tipul şi intensitatea radiaţiilor emise de elementul radioactiv pe care îl conţin, precum şi de durata de viaţă a acestuia. Clasificarea în categorii de deşeuri de "joasă", "medie" şi "înaltă" activitate se referă la concentrarea radioactivităţii în deşeu şi deci la intensitatea emiterii de radiaţii. În timp, deşeurile de înaltă activitate devin de medie activitate şi apoi de joasă activitate, astfel încât radioactivitatea poate dispărea complet. Clasificarea deşeurilor "de

viaţă scurtă" sau de "viaţă lungă" se referă la perioada de timp în care acestea rămân active. O diferenţă importantă între deşeurile radioactive, care pot deveni eventual nepericuloase, câteodată după perioade foarte îndelungate de timp, şi deşeurile toxice chimice este aceea că unele dintre acestea din urmă rămân toxice pentru totdeauna.

Din punctul de vedere al deşeurilor radioactive, se remarcă următoarele aspecte specifice centralelor nuclearoelectrice de tip CANDU:

- reîncărcarea combustibilului în timpul funcţionării reactorului asigură controlul defectării combustibilului nuclear şi implicit reducerea cantităţii de radionuclizi evacuaţi în sistemele centralei;

- preţul ridicat al apei grele impune sisteme perfecţionate de etanşare şi recuperare ale acesteia astfel majoritatea radionuclizilor care apar în apa grea sunt reţinuţi în interiorul unităţii.

Cu excepţia combustibilului nuclear iradiat, care nu reprezintă propriu-zis un deşeu întrucât conţine elemente utile ca uraniu (235, 238) şi plutoniu şi care sunt "înalt active", deşeurile produse de o unitate energetică nucleară de tip CANDU fac parte din categoria deşeurilor slab şi mediu active, regăsindu-se în toate cele trei stări de agregare: solide, lichide şi gazoase.

Procedeele de tratare şi depozitare a deşeurilor radioactive din centrală includ următoarele operaţii:

-extragerea radioizotopilor;

-diluţia efluenţilor radioactivi în apa de răcire a unităţii nucleare;

-confinarea şi depozitarea permanentă a materialelor radioactive solide în depozite subterane.

Depozitarea combustibilului nuclear iradiat se face în bazinul de combustibil uzat, sub un strat de apă de circa 7 m, care are o capacitate pentru 10 ani de funcţionare la puterea nominală a grupului, cu posibilitate de extindere pentru încă o perioadă de 10 ani. Este în curs stabilirea unei strategii pe termen lung cu privire la tratarea şi condiţionarea deşeurilor provenite din dezvoltarea programului de energetică nucleară. In acest scop, principale direcţii avute în vedere în cadrul programelor de cercetare-dezvoltare ale RENEL-GEN sunt:

- dezvoltarea şi aplicarea tehnologiilor optime pentru tratare şi condiţionare;

- punerea în funcţiune a depozitului intermediar pentru deşeuri slab şi mediu active (1996);

- stabilirea conceptului şi realizarea până în anul 2002 a depozitului final de deşeuri slab şi mediu active;

- stabilirea conceptului şi realizarea, până în anul 2002, a depozitului pentru *stocarea intermediară a combustibilului* nuclear uzat;

- definitivarea strategiei şi realizarea, până în anul 2025, a *depozitului final de combustibil uzat.*

În cadrul acestui program complex, suportul tehnic este asigurat de Centrul de Inginerie Tehnologică pentru Obiective Nucleare (CITON), Institutul de Cercetări Nucleare Piteşti (ICN) şi Institutul de Geotehnică şi Geofizică (GEOTEC). Pentru acceptarea amplasamentelor propuse, este necesară respectarea prevederilor legislaţiei interne, care printre altele prevede şi obţinerea acceptelor din partea autorităţilor locale şi a populaţiei din zonele adiacente. De asemenea, soluţiile tehnice trebuie să respecte recomandările AIEA şi ale Uniunii Europene. Este de menţionat că România este una din puţinele ţări din Europa care are în funcţiune un depozit geologic naţional pentru deşeuri radioactive, expertizat de specialişti ai AIEA şi OECD şi a cărui experienţă şi posibilităţi de extindere ne pun într-o situaţie avantajoasă în acest domeniu.

Deşeurile radiaoctive solide sunt formate, în general, din cartuşe filtrante, părţi de echipamente contaminate radioactiv sau activate, diverse materiale contaminate radioactiv, ca: hârtie, plastic, răşini schimbătoare de ioni ş.a. Materiale necompactabile se colectează în saci de plastic şi apoi se introduc în butoaie standardizate pentru depozitare. Materialele compactabile sunt supuse unei operaţii de compactare în urma căreia li se reduce volumul de circa 4 ori. Răşinile schimbătoare de ioni sunt transferate cu ajutorul apei demineralizate într-un rezervor subteran, din beton armat, etanş, amplasat în clădirea serviciilor auxiliare nucleare. Apa demineralizată este apoi trimisă în sistemul de colectare al deşeurilor lichide radioactive.

Deşeurile radiaoctive lichide sunt drenate prin intermediul unor scurgeri în rezervoare de colectare. Deşeurile radiaoctive lichide se împart în două categorii:

- care nu depăşesc 0,4 Bq/ml şi care se descarcă în mod normal în apa de răcire, fără a fi supuse unui tratament special în scopul reţinerii radioactivităţii;
- care depăşesc, ocazional, 0,4 Bq/ml, şi care necesită tratare (filtrare/demineralizare), în scopul extragerii unei părţi din radioactivitea lor înainte de a fi descărcate controlat în apa de răcire.

Toţi efluenţii lichizi sunt monitorizaţi cu mare atenţie, în special prin prelevare de probe care se analizează în laboratoare, atât în amonte de confluenţa cu apa de răcire, cât şi după descărcarea în aceasta pentru a avea un control cât mai exact asupra activităţii totale evacuate. Experienţa de exploatare a centralelor nucleare de tip CANDU arată că evacuările radioactive nu depăşesc 1% din concentraţia maximă admisă, conform normelor legale în vigoare.

Scăpările de apă grea din sistemele reactorului sunt colectate şi purificate înainte de a fi reconcentrate şi reintroduse, practic în totalitate, în sistemele reactorului. Eforturile care se fac pentru reducerea pierderilor de apă grea contribue în mod direct la reducerea deşeurilor radioactive lichide datorate apei grele.

Sistemul de colectare a drenajelor din zonele active ale centralei cuprinde centrul de decontaminare, laboratoarele chimice şi spălătoriile. Apa de la vestiare, duşuri şi băi nu este inclusă în această categorie, deoarece radioactivitatea asociată este foarte scăzută. Această apă este tratată în sistemul convenţional de apă menajeră.

Deşeurile radioactive gazoase sunt colectate printr-un sistem extins de ventilare, care acoperă zonele din clădirea reactorului, circuitului combustibilului nuclear, ale centrului de decontaminare şi ale managementului apei grele. Circuitele efluenţilor gazoşi se adună într-un colector de evacuare la nivelul acoperişului clădirii serviciilor anexe. Gazele ce urmează a fi evacuate în atmosferă sunt controlate (monitorizate) din punctul de vedere al conţinutului de gaze nobile, tritiu, iod şi alte particule radioactive.

Toate evacuările în mediul ambiant, ale sistemului de ventilaţie, ale circuitului apei de răcire şi ale apelor reziduale radioactive sunt monitorizate pentru asigurarea încadrării în valorile prestabilite de organele de reglementare şi autorizare. Valorile mărimilor sunt transmise la camera de comandă şi înregistrate în mod continuu. Semnalele de alarmă şi listarea pe calculatoare a valorilor depăşite sunt activate în cazul activităţilor crescute. Alimentarea cu energie electrică a întregului sistem de monitorizare (aparatură de măsură, pompe, compresoare şi înregistratoare) se face din surse de clasă II.

Protecţia contra radiaţiilor nucleare

Reactorul nuclear reprezintă o puternică sursă de radiaţii. Radiaţiile alfa şi beta, datorită capacităţii reduse de penetrare, sunt practic absorbite la nivelul reactorului. Pentru protejarea personalului împotriva radiaţiilor gamma şi neutronilor, care au capacităţi mari de penetrare prin materie, se impune aplicarea unor măsuri speciale de protecţie. De asemenea, măsuri de protecţie corespunzătoare se iau şi la sistemele care conţin substanţe radioactive, ca: circuitul primar, circuitul moderatorului, maşina de încărcat-descărcat combustibil nuclear şi altele. În cazul în care materialele radioactive scapă din circuitele prin care sunt prevăzute să circule ele se pot acumula pe podele, pe suprafeţele încăperilor sau ale echipamentelor. Fenomenul se numeşte *contaminare radioactivă* şi poate fi extins de la un loc de muncă la altul prin deplasarea oamenilor sau a obiectelor. Detecţia şi controlul contaminării hainelor şi echipamentelor se fac prin folosirea unor instrumente specializate numite monitoare de contaminare. Ori de câte ori se detectează contaminarea, ea trebuie îndepărtată prin operaţia de *decontaminare.*

În scopul limitării extinderii contaminării şi menţinerii sub control a accesului în zonele de lucru în care se desfăşoară activităţi cu risc radiologic, unitatea 1 de la CNE Cernavodă este împărţită în trei zone:

- *Zona 1*
  - conţine spaţii cu sisteme radioactive;
  - nivelurile de radiaţii sunt peste nivelurile maxim admise pentru personalul expus profesional;
  - există riscul contaminării;
- *Zona 2*
  - fără sisteme radioactive; nivelurile de radiaţii sunt peste nivelurile maxim admise pentru personalul expus profesional;
  - în mod normal, lipsită de contaminare (zonă tampon).

• *Zona 3* - fără sisteme radioactive;
- cu niveluri normale ale fondului natural de radiaţii;
- nu este permisă nici un fel de contaminare radioactivă.

Normele internaţionale de radioprotecţie recomandă practicarea unor limite ale dozei echivalente care să asigure că nici o persoană nu este expusă unui risc inacceptabil datorat expunerii la radiaţii. Pentru populaţie această limită este de 1 mSv/an, peste iradierea naturală medie sau din tratamente medicale, iar, în circumstanţe speciale, până la 5 mSv într-un singur an, asigurându-se ca doza anuală în următorii 5 ani consecutivi să nu depăşească 1 mSv/an. Pentru expunerea profesională limita admisă este de 20 mSv/an, mediată pe 5 ani consecutivi, sau de 50 mSv într-un an singular. La CNE Cernavodă limita adoptată este de 18 mSv/an. Într-un regim normal de exploatare, un număr redus din personalul de exploatare este prevăzut să primească doze apropiate de această valoare, astfel încât marea majoritate a personalului este prevăzut să primească o doză cuprinsă doar între 2 - 4 mSV/an.

Principalele măsuri de protecţie contra radiaţiilor nucleare dintr-o centrală nucleară de tip CANDU au fost prezentate anterior, la capitolul de securitate nucleară. Reamintim barierele care asigură protecţia în adâncime: matricea combustibilului nuclear, teaca elementului de combustibil, circuitul primar, anvelopa şi zona de excludere. Protecţiile biologice primare, realizate din beton, straturi de apă şi oţel (plăci, bile), au drept scop atenuarea dozei de radiaţii, datorate neutronilor proveniţi din zona activă a reactorului nuclear. În afara acestora, există şi protecţii secundare, realizate prin plasarea generatoarelor de abur, colectoarelor şi pompelor din circuitul primar în boxe cu pereţi groşi de beton, cu rol de protecţie biologică. Succesul în exploatarea centralei nuclearoelectrice depinde în mare măsură de respectarea tuturor prevederilor din domeniul radioprotecţiei (aparatură de măsură, echipamente speciale de protecţie, condiţii şi autorizaţii de lucru, responsabilităţi, situaţii de urgenţă radiologică etc.).

Fazele de punere în funcţiune

De regulă, o probă de 72 ore, un grup termoelectric clasic, poate fi declarat pus în funcţiune. La un grup energetic nuclear procesul este mult mai complex, sistematic şi de durată. Realizarea acestor activităţi presupune eforturi foarte bine coordonate, pentru un grup mare de oameni având diverse niveluri de pregătire şi responsabilităţi. Începând cu probe şi teste simple, la nivelul echipamentelor şi sistemelor, şi terminând cu teste complexe de performanţă şi capabilitate a proceselor tehnologice de a răspunde cerinţelor de siguranţă, fiabilitate şi economicitate impuse prin proiect, toate aceste activităţi sunt cuprinse în programul de punere în funcţiune. Acesta cuprinde în general patru faze principale, reprezentate schematic în figura 5. Rezultatele probelor şi testelor sunt comparate cu datele din proiect, pentru luarea măsurilor corective necesare.

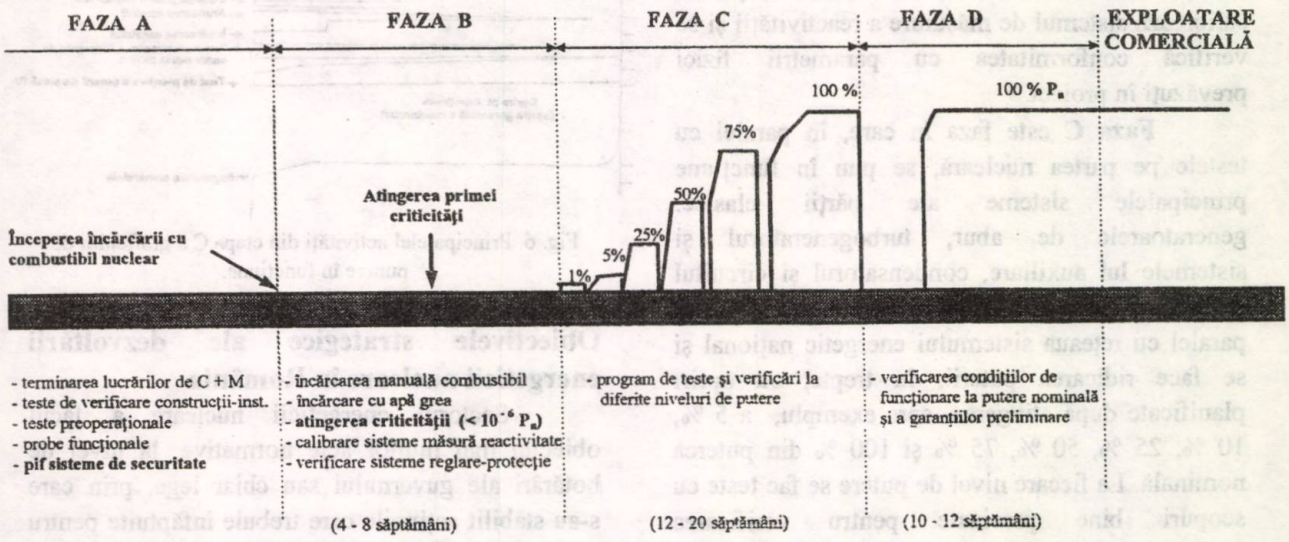


Fig.5. Etapele procesului de punere în funcţiune a unui grup energetic nuclear.

În acest proces pot apărea situaţii pentru a căror rezolvare să se facă modificări importante, care să conducă la prelungirea întregului program de punere în funcţiune. Un factor cu efect important asupra respectării graficului întocmit este câştigul de experienţă al personalului implicat, ca urmare a participării la activităţi anterioare de punere în funcţiune a unor unităţi similare. Standardizarea echipamentelor şi sistemelor utilizate în unităţile nucleare are, de asemenea, un efect pozitiv.

Faza A de punere în funcţiune presupune încheierea lucrărilor de construcţii-montaj necesare încărcării cu combustibil nuclear, apă grea şi atingerii criticităţii reactorului. Următoarele sisteme trebue să fie funcţionale: alimentarea cu energie electrică, apa de răcire, alimentarea cu aer, încălzirea, ventilaţia şi condiţionarea aerului. În această fază, circuitul primar de transport al căldurii, circuitul moderatorului şi unele circuite auxiliare se pun în funcţiune utilizând căldura produsă prin circularea apei de către pompele principale de transport de căldură. Sistemele de oprire rapidă SOR 1 şi 2, de asemenea se pun în funcţiune în această fază, deoarece trebuie să fie disponibile în momentul atingerii criticităţii.

Faza B începe cu încărcarea manuală a combustibilului nuclear, trecând prin **atingerea primei criticităţi (la unitatea 1 aceasta fiind realizată la 16 aprilie 1996)** şi terminându-se cu teste de performanţă ale sistemelor de reglare şi protecţie ale reactorului. În această etapă se calibrează sistemul de măsurare a reactivităţii şi se verifică conformitatea cu parametrii fizici prevăzuţi în proiect.

Faza C este faza în care, în paralel cu testele pe partea nucleară, se pun în funcţiune principalele sisteme ale părţii clasice: generatoarele de abur, turbogeneratorul şi sistemele lui auxiliare, condensatorul şi circuitul de preîncălzire a apei de alimentare, se face primul paralel cu reţeaua sistemului energetic naţional şi se face ridicarea puterii, în trepte, cu opriri planificate după atingerea, spre exemplu, a 5 %, 10 %, 25 %, 50 %, 75 % şi 100 % din puterea nominală. La fiecare nivel de putere se fac teste cu scopuri bine precizate pentru verificarea performanţelor sistemelor faţă de cele prevăzute în proiect şi care să permită abordarea celor de la nivelul superior de putere. Faza C se încheie cu intrarea în exploatarea comercială a unităţii (Faza D).

În prezent se derulează activităţile de punere în funcţiune din faza C (fig. 6), urmând ca acestea să fie finalizate în luna septembrie 1996, iar în trimestrul IV 1996 să se treacă la exploatarea comercială.

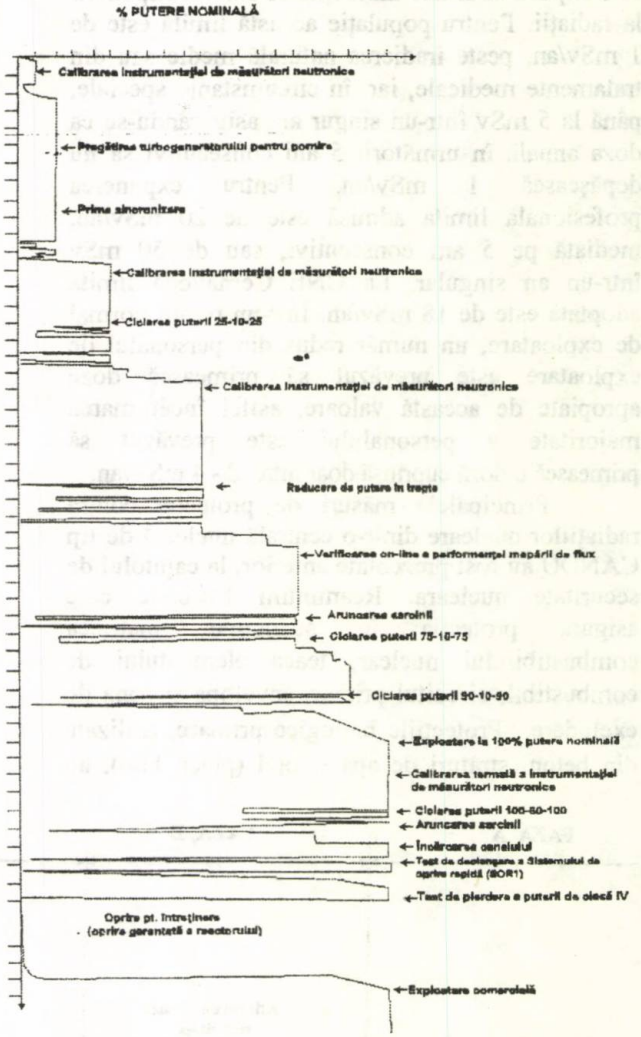


Fig. 6. Principalelel activităţi din etapa C a graficului de punere în funcţiune.

Obiectivele strategice ale dezvoltării energeticii nucleare în România

Sectorul energeticii nucleare a făcut obiectul mai multor acte normative, la nivel de hotărâri ale guvernului sau chiar lege, prin care s-au stabilit acţiunile care trebuie înfăptuite pentru realizarea CNE Cernavodă, termenele de îndeplinire şi responsabilităţile organizaţiilor

participante. Toate aceste acte normative, care au avut în vedere că realizarea obiectivelor nucleare necesită importante cheltuieli de capital, asumarea unui coeficient de risc investiţional semnificativ, precum şi asigurarea securităţii nucleare a populaţiei şi mediului la nivel regional, pun în evidenţă caracterul strategic naţional al programului de energetică nucleară.

Pe termen scurt, până la finele acestui an, obiectivele principale la CNE Cernavodă sunt trecerea la exploatarea comercială a unităţii 1 şi relansarea lucrărilor de progres pentru unitatea 2. De asemenea, este prevăzută construirea de locuinţe, dotări social - edilitare şi culturale în oraşul Cernavodă, în scopul îmbunătăţirii condiţiilor de viaţă a personalului de exploatare de la centrala nucleară. În domeniul apei grele este prevăzută finalizarea lucrărilor de investiţii şi punerea în funcţiune a unei noi linii de fabricaţie (modulul 3, capacitate 90 tone/an) de la ROMAG.

Pe termen mediu, perioada 1995 - 2000, obiectivele stabilite sunt punerea în funcţiune a unităţii 2 şi executarea lucrărilor de conservare a unităţilor 3, 4 şi 5 de la CNE Cernavodă, astfel încât să fie posibilă reluarea operativă a lucrărilor, atunci când cererea de energie electrică şi condiţiile de finanţare vor fi favorabile. Totodată, se va acţiona constant pentru consolidarea competitivităţii producătorilor nucleari de energie electrică, combustibil nuclear şi apă grea.

Perspectiva pe termen lung vizează realizarea lucrărilor necesare pentru finalizarea investiţiilor şi punerea în funcţiune a unităţilor 3, 4 şi 5 de la CNE Cernavodă, precum şi creşterea eficienţei tuturor activităţilor din domeniul energeticii nucleare.

Consideraţii finale

Este de subliniat faptul că în spatele fiecărei etape parcurse în România în domeniul nuclear se regăsesc eforturi şi sacrificii, financiare şi umane, pe care societatea, fiecare dintre noi, le-am făcut sau resimţit. Justeţea sau zădărnicia acestora va fi judecată de generaţiile viitoare, care vor aprecia dacă strategia a fost corectă şi dacă infrastructurile şi-au făcut datoria. Aprecierea noastră, ca participanţi direcţi la acest proces şi ca segment al societăţii civile preocupat de dezvoltarea energeticii nucleare în România, este pozitivă, cu toate că, printr-o mai bună înţelegere şi cooperare între toţi factorii implicaţi, s-ar fi putut realiza mai mult şi mai eficient.

Concluzia noastră este că pentru România energetica nucleară este o alternativă care se poate combina optim cu celelalte moduri convenţionale de producere a energiei electrice, fiind necesară, sigură, economică şi etică, având totodată un impact major asupra dezvoltării generale socio-economice a ţării.

BIBLIOGRAFIE

[1] * * * *Hotărârea Guvernului României nr.750/05.07.1990 privind aprobarea studiului tehnico-economic pentru obiectivul de investiţii "Centrala Nuclearoelectrică Cernavodă 5x700 MW"*

[2] * * * *Hotărârea Guvernului României nr. 70/13.02.1992 privind încheierea convenţiilor de credit cu Export Development Canada şi Mediocredito Centrale Italia pentru finanţarea contractului de conducere a lucrărilor de realizare a obiectivului " "Centrala Nuclearoelectrică Cernavodă 5x700 MW", încheiat de către Regia Autonomă de Electricitate RENEL cu Consorţiul AECL - Ansaldo (AAC)*

[3] * * * *Legea nr. 32/20.04.1992 privind autorizarea garantării unor credite externe contractate de Regia Autonomă de Electricitate - RENEL*

[4] * * * *Hotărârea Guvernului României nr. 341/09.07.1993 pentru modificarea şi completarea H.G. 750/1990 privind aprobarea studiului tehnico-economic pentru obiectivul de investiţii "Centrala Nuclearoelectrică 5 x 700 MW", precum şi unele măsuri de finanţare pentru realizarea lucrărilor obiectivului de investiţie*

[5] * * * Colecţiile de *"Norme republicane de securitate nucleară" şi "Norme republicane de radioprotecţie"*

[6] *"Radiation safety"*, IAEA Viena, 96-00725 IAEA/PI/A47E, 1996

[7] * * * "Informarea opiniei publice-Pliante pe teme de energie nucleară şi impactul CNE asupra populaţiei şi mediului înconjurător", RENEL-CITON, 1995

[8] * * * *"Strategia de restructurare şi dezvoltare a industriei energiei electrice şi termice în perioada 1995-2000"*, vol VIII-"Programul de energetică nucleară", RENEL, mai 1995

[9] Bilegan, I.C., Câmpureanu, T., Chirica, T., Condu, M., Şandru, P. *"Locul şi rolul energeticii nucleare în strategia de dezvoltare economică a României"*, Masa Rotundă "Energetica nucleară în România, riscuri potenţiale pentru mediu şi sănătatea omului",15 martie 1996

[10] * * * International Datafile, IAEA Bulletin, vol 37, No. 2, 1995, Vienna, Austria

[11] * * * *The Environmental and Ethical Basis of Geological Disposal* - A Collective Opinion of the NEA Radioactive Waste Management Committee, OECD/NEA, Paris, 1995

Referent: dr. ing. Eugeniu Pavel - redactor- şef al revistei Energetica

(Primit la 1 august 1996, acceptat la 28 august 1996) ❑

RECYCLING TECHNOLOGY FOR PLASTICS INJECTION DIES ACCORDING TO RO - 91168 PATENT - A PROFITABLE AND COMPETITIVE BUSINESS, HEADING TO TECHNOLOGICAL ADVANCEMENT

Eng. Ioan Petre Polescu - GSCI

Amalia Ioana Polescu - student at the Polytechnique University of Bucharest- Faculty of Energy

The paper represents an original technological research study updating the recovery, re-utilization and re-capitalization technique of conventional, half-conventional or mixed-non-commutable plastics injection dies. It includes 6 Romanian patents of the main author with respect to the recycling of injection dies provided with non-selective, half-selective or mixed-non-selective distribution of the injectable plastic mass transfer.

The RO - 91168 experimental recycling technique for injection dies makes use of 3 invented technological variants of NON - POLYFLEX dies recovery :

* commutable system of dies injection and re-utilization recycle (POLY - FLEX recycling technology)

* dies injection and re-capitalization multi-commutable system (MULTI-POLY-FLEX recycling technology);

* dies injection and re-utilization mixed-commutable system (MIXTO-POLY- FLEX recycling technology).

In theory and practice the paper presents conceptual, design and experimental elements of :

* constructive ingenuity in the selective, multi-selective or mixed-selective recovery of injection dies;

* technical; originality in the flexible, multi-flexible or mixed-flexible reutilization of injection networks ;

* technological inventiveness in the commutable, multi-commutable or mixed-commutable re-capitalization of injection cinematic diagrams ;

* technological competitiveness in recycling certain available areas of NON-POLY-FLEX injection moulding.

The Polescu recycling technique provides technological solutions of absolute originality in the combined re-capitalization of conventional, half-conventional or mixed-conventional technical systems die - BATTENFELD, ENGEL, ... , injection machine.

The theoretical part of the recycling of injectable fluid state heat and mass transfer into the die physical system makes use of the fundamental concepts from the irreversible thermo-dynamics.

In this paper the author have devised and used a technical terminology, technological classification, new and original functional encoding in the injection processes, in accordance with the DX/Y selective distributors and with the invented NX/Y flexible supply nodes.

The POLY-FLEX recycling concept is based on the following experimental relation of design - injection:

MY (A,B,C, ...) = MT (SL, FX, RE, DX/Y, NX/Y, TY, PY, LY, ZY, Y/Y_o, M)

The RO-91168 recycling technology for injection dies represents a profitable, competitive and informational progress-bearing business (a peak technology in case of reserves of injectable commutable plastic mass transfer).

The Figures 1-4 present different technological models for recycling of NON-POLY-FLEX injection dies.

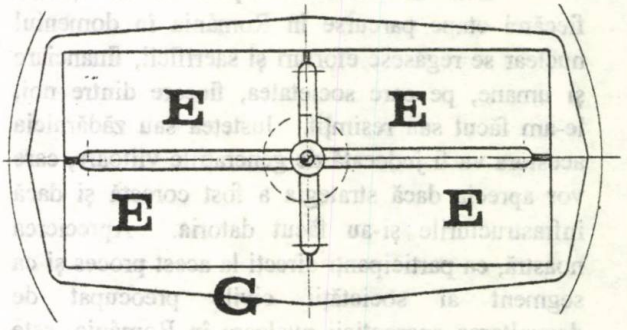


Fig.1.

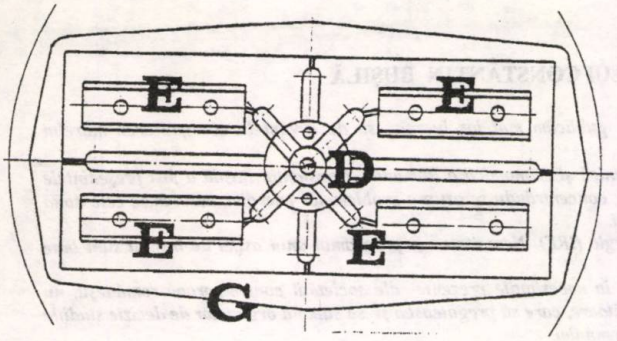


Fig.2

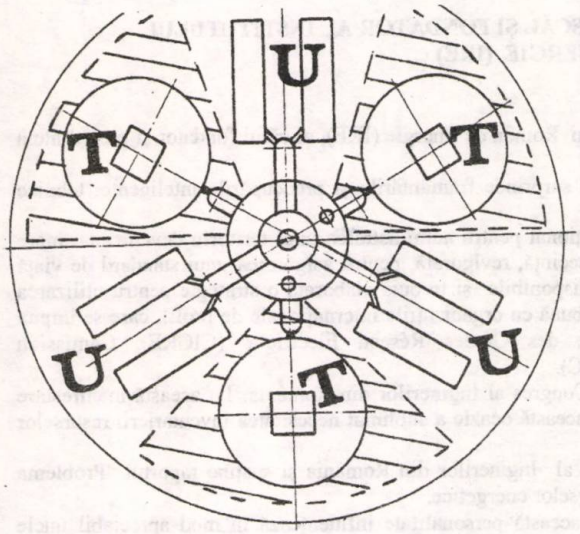


Fig.3.

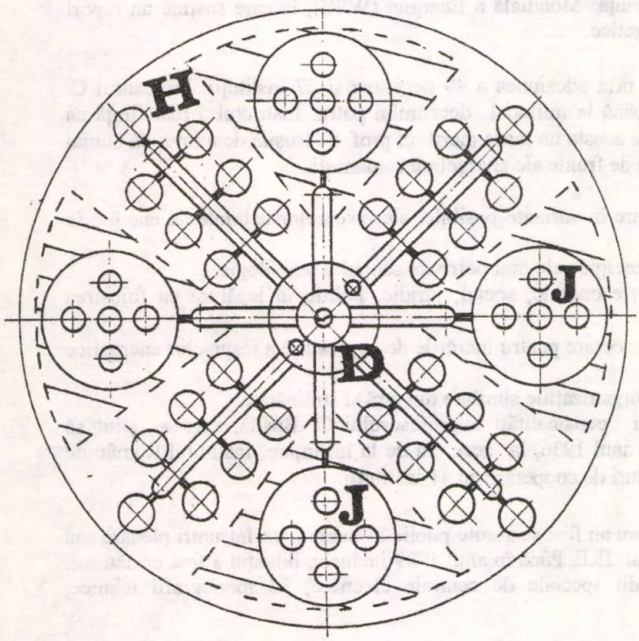


Fig.4

REFERENCES

[1] European Plastics News (EPN) , England, 1994.

[2] Plastics in Spain, Supplement EPN, 1994.

[3] Italian Plastics Review, Supplement EPN, 1993.

[4] German Plastics Review, Supplement EPN, 1992.

[5] Ancillaries Marketplace, Supplement EPN, 1993.

[6] Modern Plastics International, USA, 1995.

[7] Business Central Europe, Great Britain, 1994.

[8] Central European Economic Review, England, 1994

[9] Engineering Plastics Review, United Nations, New York, USA, 1991 (Economic Commission for Europe, Geneva, Switzerland).

[10] Engineering Design International, England, 1994.

[11] Technyl Actualites Polymeres, Lyon, France, 1990.

[12] Patent England, no. 1 192 675.

[13] Patent France, no. 2 442 130.

[14] Patent Romania, no. 91 168, 92 760 and 96 443.

[15] Patent germany, no. 2 815 698.

[16] Technical specifications for injection moulding machine manufactured by:

[17] - ENGEL , Austria, 1994;

[18] - BATTENFELD, Gerermany, 1991;

[19] - BATTENFELD, Austria, 1990;

[20] - KRAUSS MAFFEI, Munchen, Germany, 1994;

[21] - FERROMATIC MILACRON, Germany, 1994;

[22] - CINCINNATI MILACRON, Ohio, USA, 1993.

[23] Polescu I.P., Polescu A. - *Plastics Injection Technology, Variant MIXED-PLY-FLEX an ICEMENERG Experimented Original Conception of Plastics Design and Manufacture*, In: ENERGETICA Review, no 6-A, 1995.

❑

COMEMORAREA PROFESORULUI CONSTANTIN BUŞILĂ

Prin bunăvoinţa şi cu acordul profesorului Gheorghe Hortopan, publicăm mai jos luarea sa de cuvânt la comemorarea marelui reprezentant al ştiinţei şi tehnicii româneşti, profesorul Constantin Buşilă.

Iniţiator al mai multor activităţi privitoare la strategia şi politica tehnică şi economică a României, Constantin Buşilă a fost preşedintele Societăţii Politehnice, a luat parte şi a condus congresele inginerilor din ţară, concentrându-se asupra problemelor energiei, care, între cele două războaie mondiale, deveniseră acute pentru dezvoltarea economică a României.

În anul 1926, la iniţiativa sa a luat fiinţă Institutul Român de Energie (IRE). Necesitatea şi programul unui astfel de institut sunt bine arătate de profesorul Hortopan în expunerea sa.

Racordând gândirea şi mentalitatea profesorului Constantin Buşilă la necesităţile prezente ale societăţii contemporane româneşti, nu putem să nu observăm golul resimţit azi prin inexistenţa unei instituţii asemănătoare, care să pregătească şi să supună organelor de decizie studiile şi cercetările necesare pentru pregătirea strategiei şi politicii energetice ale României.

Preşedintele Colegiului de Redacţie
Dr. ing. Eugeniu Pavel

PROFESORUL CONSTANTIN BUŞILĂ DASCĂL ŞI FONDATOR AL INSTITUTULUI ROMÂN DE ENERGIE (IRE)

1. După Unirea din 1918

Se împlinesc, în acest an, 70 de ani de la înfiinţarea Institutului Român de Energie (IRE), al cărui fondator şi preşedinte a fost profesorul inginer Constantin Buşilă.

Dar să ne întoarcem în timp cu mulţi ani în urmă, pentru a surprinde frământările şi preocupările inteligenţei tehnice imediat după Marea Unire din anul 1918.

Statul Român trebuia să depună un efort organizatoric excepţional pentru administrarea unui teritoriu devenit mai mare prin actul Unirii. De asemenea, economia naţională trebuia, în consecinţă, revigorată, pentru asigurarea unui standard de viaţă acceptabil. În acest scop trebuiau inventariate resursele energetice disponibile şi trebuia elaborată o strategie pentru utilizarea acestor resurse. De asemenea, trebuia creată şi dezvoltată o legătură bună cu organizaţiile internaţionale de profil, care se impun ca prestigiu şi eficienţă, cum sunt: Conférence Internationale des Grades Réseau Électrique (CIGRE), Comission Electrotechnique Internationale (CEI), World Power Conference (WPC).

Acum 75 ani, adică în anul 1921, a avut loc la Iaşi Primul Congres al Inginerilor din România. La această manifestare profesională cu caracter particular, a luat parte prof. C. Buşilă şi cu această ocazie a subliniat necesitatea inventarierii resurselor energetice şi a folosirii raţionale a acestor resurse.

În anul 1922, prof. C. Buşilă participă la al Doilea Congres al Inginerilor din România şi susţine raportul "Problema Energiei în România", în care insistă asupra raţionalei folosiri a resurselor energetice.

Astfel, personalitatea prof. C. Buşilă se afirmă plenar, iar această personalitate influenţează în mod apreciabil unele decizii politice de stat, cum a fost Constituţia de la 1923, prin care apele erau declarate un bun public, iar bogăţiile subsolului, inclusiv resursele energetice (cărbune, gaze, petrol), devin bunuri naţionale.

În anul 1924 profesorul Constantin Buşilă ia parte la Conferinţa Mondială a Energiei (WPC), la care susţine un raport privind resursele energetice din România şi bazele unei politici energetice.

2. Înfiinţarea Institutului Român de Energie

La 28 iunie 1926 Institutul Român de Energie a luat fiinţă prin adeziunea a 49 persoane şi 27 instituţii. Profesorul C. Buşilă a fost iniţiatorul şi preşedintele IRE pe toată existenţa sa, până la mijlocul deceniului patru. Institutul a luat fiinţă ca instituţie particulară, persoană juridică, asociaţie de drept privat. Este acesta un mare merit al prof. C. Buşilă de a intui că numai o instituţie particulară, fără scop de profit, poate reuni personalităţile de frunte ale energeticii româneşti.

Programul stabilit în statutul de înfiinţare, a fost următorul :

a) Studii în legătură cu existenţa, punerea raţională în valoare în variante posibile, ale izvoarelor naturale de energie în folosul economiei naţionale.

b) Îndrumarea consumatorilor de energie către resursele de energie cele mai potrivite scopului tehnologic.

c) Studierea tuturor problemelor de ordin ştiinţific, tehnic, economic, social, juridic, politic în legătură cu folosirea resurselor energetice.

d) Intocmirea normelor, prescripţiilor şi caietelor de sarcini necesare pentru lucrările de exploatare a resurselor energetice ca şi pentru livrarea energiei.

e) Stabilirea şi întreţinerea de relaţii ştiinţifice şi tehnice cu organizaţiile similare din ţară şi străinătate.

Acest program a fost transpus în viaţă datorită puternicei personalităţi a profesorului C. Buşilă, care a ştiut să dinamizeze colaboratori în număr din ce în ce mai mare. Astfel, în anul 1936, la zece ani de la înfiinţare, Institutul Român de Energie era susţinut de 319 persoane de înaltă calificare şi avea legături de cooperare cu 41 instituţii.

3. Publicaţii

Colaboratorii IRE au întocmit lucrări de cercetare şi studii care au fost susţinute public în numeroase întruniri plenare sau de comitete speciale. Lucrările au fost publicate mai ales în Buletinul IRE. Până în anul 1939 inclusiv, bilanţul a fost următorul: 256 lucrări de cercetare, 50 referate şi rapoarte tehnice, 6 studii speciale de centrale electrice, 33 monografii tehnice,

---

* Comemorarea a avut loc la AGIR, în ziua de 18 iunie 1996. Detalii asupra desfăşurării acţiunii se găsesc în buletinul bilunar al AGIR nr. 14 (132) din 16 - 31 iulie 1996.

39 contribuţii originale în cadrul Comitetului Electrotehnic Român, 23 studii privind ameliorarea factorului de putere, 15 norme şi prescripţii, echivalente cu standardele de stat.

Volumele Buletinului IRE cuprind zeci de mii de pagini şi au fost difuzate în lumea tehnică a epocii, contribuind la autocunoaştere, la răspândirea cunoştinţelor tehnice şi ştiinţifice şi mai ales la introducerea rigorii tehnice în activitatea economică şi industrială.

4. Colaboratorii

Prof. Constantin Buşilă a avut marele merit de a-şi alege colaboratori dintre cele mai strălucite personalităţi ale epocii. Voi cita numai câteva:

Prof. Constantin Budeanu a fost secretar al IRE şi prim colaborator al profesorului C. Buşilă. În buletinul IRE au fost publicate lucrările ştiinţifice fundamentale elaborate de prof. C. Budeanu, cum sunt: *Sur les Grandeurs et les Unités Électromagnétiques,* elaborat în cadrul Comitetului de Studii CEI; studii în domeniul factorului de putere şi energiei deformate.

Prof. Dorin Pavel a fost un colaborator important în domeniul hidroenergeticii. În buletinul IRE a publicat numeroase studii privind amenajările hidraulice, printre care şi *Contribuţii la hidrografia Dunării.* Tot în acest cadru prof. D. Pavel a publicat două volume de *Instalaţii şi maşini hidraulice.* Mai târziu, prof. D. Pavel avea să publice *Planul de amenajare a căderilor de apă în România,* lucrare de mare amploare.

Prof. Nicolae Vasilescu-Karpen a publicat în Buletinul IRE studii fundamentale privind curentul în electroliţi.

Prof. I.S. Gheorghiu a fost o autoritate în domeniul maşinilor electrice şi a publicat în Buletinul IRE studii privind circulaţia de puteri active şi reactive la funcţionarea în paralel a centralelor electrice şi studii privind electrificarea căilor ferate.

Dl. ing. Paul Cartianu a publicat un studiu amplu privind regimul hidraulic al cursurilor de apă din România şi un studiu privind barajele în calcare, precum şi alte studii.

Mai menţionez drept colaboratori ai IRE: prof. C. Teodorescu, prof. D. Germani, prof. C. Micloşi, prof. Reinhold Rüdenberg de la firma Siemens, ing. A. şi G. Petrescu şi mulţi alţii.

Cu aceşti colaboratori, prof. C. Buşilă a stabilit, menţinut şi dezvoltat relaţii de colaborare cu instituţiile de profil internaţionale: CEI (Comisia Electrotehnică Internaţională), CIGRE (Conferinţa Internaţională a Reţelelor de Înaltă Tensiune); WPC (Conferinţa Mondială a Energiei). În acest scop prof. C. Buşilă a înfiinţat în cadrul IRE comitete naţionale afiliate organizaţiilor internaţionale menţionate .

5. Prof. C. Buşilă şi cercetarea ştiinţifică

Prof. C. Buşilă a realizat, cu mai bine de trei sferturi de secol înainte, că dezvoltarea economică nu este posibilă fără desfăşurarea unei activităţi naţionale de cercetare ştiinţifică. De aceea, publică în Buletinul IRE două studii destinate acestui scop, şi anume: *organizarea studiilor şi cercetărilor* şi *necesitatea unui institut industrial.*

Profesorul C Buşilă avea cunoştinţă de două mari institute, cu caracter aplicativ, înfiinţate în Germania şi Statele Unite. În anul 1887, la iniţiativa lui Werner von Siemens şi a lui Herman von Helmholtz, ia fiinţă în Germania (Braunschweig Berlin) institutul "Physikalisch Technische Bundesanstalt" (PTB) cu misiunea de a materializa unităţile de măsurare cu incertitudinea cea mai mică cu putinţă, de a conserva aceste unităţi şi a le transmite mai departe în laboratoarele şi punctele de control din industrie. În anul 1901 ia fiinţă în SUA (Gaithersburg, Boulder) "The National Bureau of Standans" (NBS), care în prezent se numeşte "Naţional Institute of Standards and Technology" (NIST), cu profil şi scop similare celui german (PTB).

Profesorul C. Buşilă era conştient de necesitatea impulsionării industriei electrotehnice, care să furnizeze materiale şi componente de calitate, şi de faptul că acest deziderat era realizabil numai cu ajutorul cercetării, care să constituie fundamentul industriei. Acestea au fost motivele pentru care prof. C. Buşilă a militat pentru înfiinţarea de laboratoare în sprijinul industriei. El vedea aceste laboratoare fie independente, fie pe lângă şcolile politehnice. Astfel, în Bucureşti, la Şcoala Politehnică a luat fiinţă, în anul 1938, Laboratorul Electrotehnic de Încercări Industriale, condus de prof. Alexandru Popescu.

6. Dascălul

La începutul deceniului patru, prof. C. Buşilă a fost titularul disciplinei de organe de maşini la Şcoala Politehnică din Bucureşti. Am avut prilejul şi şansa de a-i fi fost elev pe durata a două semestre.

Prof. C. Buşilă era adeptul lucrului bine făcut, cu finalitate. Lecţiile predate exemplar erau susţinute de cursul tipărit în două volume. Teoria de la curs era consolidată de proiectele de organe de maşini, patru la număr. Şi în acest domeniu şi-a ales colaboratori de mare profesionalism. Citez pe continuatorul său, prof. G. Manca, asistent în acele timpuri.

Privit în perspectiva anilor mulţi, scurşi de la dispariţia sa, pot afirma că prof. C. Buşilă a fost în acelaşi timp vizionar şi luptător şi pe deasupra un mare patriot.

A fost un vizionar pentru că vedea dezvoltarea societăţii româneşti pe baze ştiinţifice şi tehnice. A simţit nevoia de a nu rămâne izolaţi faţă de lumea ştiinţifică şi tehnică contemporană lui şi aceasta tocmai pentru a pregăti un viitor mai bun pentru ţara lui.

A fost un luptător şi constructor pentru că a luptat pentru dezvoltarea ştiinţei şi tehnologiei în România şi a înfiinţat şi condus Institutul Român de Energie. A desfăşurat, el şi colaboratorii săi, o intensă activitate ştiinţifică şi de difuzare a ştiinţei. El şi colaboratorii lui au fost mari dascăli şi au reuşit să instruiască multe serii de specialişti atât de necesari dezvoltării economice a României.

A fost un mare patriot pentru că s-a identificat cu năzuinţele poporului român şi a fost un martir pentru că, servind aceste năzuinţe, s-a stins în mod tragic, lipsit de libertate, în închisorile comuniste.

Prof. Gheorghe Hortopan

De personis

ŞTEFAN COSTIN MOŢOIU În ziua de 5 septembrie a acestui an s-a stins din viaţă, în urma unei boli necruţătoare, cu evoluţie rapidă, Ştefan Costin Moţoiu.

S-a născut la 6 septembrie 1924 într-o familie ploieşteană cunoscută şi respectată, tatăl său fiind primar al urbei între anii 1931 - 1933.

După efectuarea studiilor secundare la liceul "Sf. Petru şi Pavel", urmează, între anii 1943 - 1948, cursurile Facultăţii de Electromecanică la Politehnica bucureşteană, fiind şef de promoţie de la intrare până la absolvire, cu calificativul "Magna cum laudae".

Activitatea tehnică şi-a început-o în anul 1948 la Secţia de Motoare Diesel a Uzinelor 23 August, continuată, din 1950, la ISPE. În acest institut, inginerul Costin Moţoiu evoluează de la simplu inginer proiectant până la funcţia tehnică cea mai înaltă într-un institut, cea de consilier. În două decenii petrecute în ISPE, devine specialistul de frunte în domeniul termoenergeticii, numele său fiind indisolubil legat de concepţia şi realizarea centralelor Doiceşti, Paroşeni, Bucureşti Sud, Luduş, Işalniţa, la care a avut importante responsabilităţi organizatorice, cât şi la centralele Brazi, Borzeşti, Fîntînele, Mintia, Brăila şi Turceni, la a căror proiectare a contribuit în calitate de consilier, pentru rezolvarea unor probleme tehnice de mare complexitate.

A fost specialistul de bază la tratative tehnice cu furnizori de echipamente termoenergetice din Cehoslovacia, Uniunea Sovietică, Franţa, Germania, Statele Unite şi Canada, cu care ocazie a avut contacte tehnico-ştiinţifice, a făcut vizite şi scurte stagii de informare la obiective termoenergetice reprezentative din Europa şi America.

Prestigiul său profesional a crescut continuu, făcându-se cunoscut, stimat şi căutat atât în tară, cât şi pe plan internaţional. Costin Moţoiu era o personalitate bine cunoscută la Consiliul (Conferinţa) Mondial al Energiei (WEC) şi la Asociaţia Operatorilor din Centralele Electrice Mari (VGB), încă din anii '70.

O evoluţie tehnico-ştiinţifică atât de remarcabilă nu putea rămâne străină de preocupări didactice, reprezentând un corolar justificat de pregătirea şi vocaţia sa.

Încă din anul 1949 este asistent la Catedra de Centrale Electrice din Institutul Politehnic Bucureşti, în care avea să-şi petreacă tot restul vieţii, ca activitate paralelă cu cea din industrie până în anul 1968, iar mai apoi ca activitate de bază. Devine şef de lucrări şi apoi conferenţiar încă din 1952.

Titularizarea (în 1966) şi obţinerea titlului de profesor (în 1990) vin cu întârzieri total discordante cu valoarea şi competenţa profesională a persoanei. O evoluţie similară s-a petrecut cu titlul de doctor inginer, obţinut abia în anul 1978, cu o teză de mare interes teoretic şi aplicativ, tratând optimizarea sistemului de răcire la centralele termoelectrice, în condiţiile specifice ţării noastre, elaborată între anii 1969 - 1973.

Activitatea ştiinţifică a profesorului Costin Moţoiu s-a concretizat într-un mare număr de lucrări publicate sub formă de cărţi, manuale, articole, comunicări, în ţară şi străinătate.

Între anii 1973 - 1975 a făcut parte din Colegiul de Conducere al Ministerului Energiei Electrice şi apoi din Consiliul pentru Protecţia Mediului Înconjurător. A fost membru al Consiliului Ştiinţific al ICCE, pe toată durata existenţei acestei instituţii.

Din 1990 a fost membru în Consiliul de Administraţie al RENEL şi din 1993 din cel al RADET.

A fost vicepreşedinte al Comitetului Naţional Român al Consiliului Mondial al Energiei, participând la cele mai recente congrese ale acestei organizaţii, la Madrid în 1992 şi la Tokyo în 1995.

A fost unul dintre iniţiatorul colaborării dintre Universitatea "Politehnica" Bucureşti şi Agenţia pentru Mediul Înconjurător şi Gospodărirea Energiei - ADEME - din Franţa, cu organizarea reuniunilor tehnico-ştiinţifice franco-române cunoscute sub sigla SIENE. A fost activ în cadrul programelor TEMPUS şi COPERNICUS ale Uniunii Europene. În anul 1995 a fost reprezentantul ţării noastre la inaugurarea Centrului Regional de Energie al Mării Negre, cu sediul la Sofia şi primul preşedinte internaţional pe o perioadă de un an al acestui aşezământ, din care fac parte 11 ţări din jurul Mării Negre şi Uniunea Europeană.

Revista "ENERGETICA" pierde prin dispariţia lui Costin Moţoiu un distins şi valoros colaborator, membru al Colegiului său de Redacţie în care a activat ani îndelungaţi.

La despărţirea sa de cele lumeşti, figura luminoasă a prof. dr. ing. Ştefan Costin Moţoiu rămâne înscrisă între personalităţile de neuitat ale energeticii româneşti.

Dr. ing. Eugeniu Pavel
Preşedintele Colegiului de redacţie
al revistei ENERGETICA

2 nd Announcement

FIRST INTERNATIONAL CONFERENCE ON MATHEMATICAL METHODS IN RELIABILITY - MMR'97

September 16 -19, 1997
Bucharest, Romania

Romanian Academy
Ministry of Research and Technology
POLITEHNICA University of Bucharest, Romania
Technological University of Compiegne, France
Romanian Institute of Standardization
Romanian Institute of Metrology
Romanian Electricity Authority RENEL - GSCI

The MMR'97 will serve as a forum for discussing fundamental issues of the reliability mathematical methods with respect to its applications in technical domains (power engineering, electrotechnics, electronics and mechanics). The idea of this conference is to assemble the university laboratories and research institutions, in particular Applied Mathematics, Probability, Statistics and Physics, working in the Reliability field, in Europe and elsewhere. Both theoretical and practical contributions are sought, with special emphasis on modeling and computer supported analysis aspects. It is also interested to give the opportunity to Ph.D. students to participate and exhibit their work. This conference is a supplement to the ESREL which is quite industrially oriented. A special effort will be made to encourage the young researches from the East European countries to participate. Our project include the organization of this conference at two years, each time in a different European country.
The topics of the Conference include (but are not limited to):

I. *Probabilistic methods*
- Combinatorial & Graph methods
- Stochastic processes
- Markov & semi-Markov analysis
- Stochastic Petri Nets
- k - out - n systems
- Bound and Approximations
- Phase type distributions
- Failure Delay Systems
- Risk & Safety assessment
- Monte Carlo simulation
- Computer-aided model generation

II. *Statistical models*
- Parametric, non-parametric and semi-parametric estimations
- Lifetime data analysis
- Tests and accelerated tests
- Return of experience
- Bayesian Reliability estimation
- Statistical modeling and analysis of repairable systems

III. *Applications*
- Computational methods, computer-aided model generation, case studies and application software in technical systems: power engineering (power systems, thermal and nuclear power plants), electrotechnics (power apparatus), electronics and mechanics.

LANGUAGE
The official language of the Conference will be English.

IMPORTANT DATES

Deadline for Abstracts	1996 Nov. 15
3rd Announcement	1997 March
Deadline for camera ready papers	1997 May 15
Deadline for Registration Form	1997 June 30

PAYMENTS

Registration fee (prior May 30)	$ 200
Registration fee (after May 30)	$ 250
Registration fee for Ph.D. students	$ 150
Accompanying person	$ 50

ADDRESSES FOR CORRESPONDENCE

Prof. Dr. D.C. Ionescu
POLITEHNICA University of Bucharest
Faculty of Power Engineering
313 Splaiul Independentei
R77206 Bucharest, ROMANIA
Fax: +40 1 312 31 61
E-mail: mmr@Cce1.fiab.pub.ro

Send (the deadline is below)
three copy of the set *and* an electronic copy by E-Mail (plain text or uuencoded) to

Paul ULMEANU
POLITEHNICA University of Bucharest
Faculty of Power Engineering
313 Splaiul Independentei
R77206 Bucharest, ROMANIA
E-mail mmr@Cce1.fiab.pub.ro

CONTENTS

ALEXANDRU VALERIU BINIG, CRISTIANA - EUGENIA GHIŢĂ: An application of the Monte Carlo Simulation of the Markov Processes (to the lignite dust preparation for the 420 t/h boilers) 199

DAN HULEA, RADU BUCUŢA, ANTON KORBL: Aspects Related to the Monitoring and Maintenance of the Power Stations Constructions that Belong to the Romanian Electricity Authority 210

DAN TEODORESCU: Aspects regarding the hydroelecttic installations operation impact on the environment presented in the impact studies drawn up at the Hydroelectric Studies and Research Institute 217

HARALAMBIE CRISTEA, MIHAI IVAN: The Measurement of the Parameters and the Computation of the Power Flow 223

IOAN ROTARU, IOSIF BILEGAN: The First (Nuclear) Unit of the Cernavodă Nuclear Power Station Connected to the National Electric System 229

INVENTIONS

IOAN PETRE POLESCU, AMALIA IOANA POLESCU: Recycling technology for plastics injection dies according to RO - 91168 patent - a profitable and competitive business, heading to technological advancement 242

DE PERSONIS 244,246

NEWS 222,247

SOMMAIRE

ALEXANDRU VALERIU BINIG, CRISTIANA - EUGENIA GHIŢĂ: Une application de la simulation Monte-Carlo des processus Markov (au système de préparation de la poussière de lignite pour les chaudieres 420 t/h) 199

DAN HULEA, RADU BUCUŢA, ANTON KORBI: Des questions concernant la surveillance et l'entretien des constructions des centrals électriques qui se trouvent dans le patrimoine RENEL 210

DAN TEODORESCU: Des aspects relatifs à l'impact des aménagements hydroénergétiques sur l'environnement mis en évidence dans les études sur l'impact élaborés par Institut d'Études et Projections Hydroénergétiques 217

HARALAMBIE CRISTEA, MIHAI IVAN: La mesure des paramètres et le calcul débit - énergie aux fluides énergétiques 223

ION ROTARU, ION BILEGAN: Le premier groupe de la CHE Cernavodă conecté au SEN 229

INVENTIONS

IOAN PETRE POLESCU, AMALIA IOANA POLESCU: Recycling technology for plastics injection dies according to RO - 91168 patent - a profitable and competitive business, heading to technological advancement 242

DE PERSONIS 244,246

INFORMATIONS 222,247

INHALT

ALEXANDRU VALERIU BINIG, CRISTIANA - EUGENIA GHIŢĂ: Eine Ansicht über der Monte-Carlo Simulation der Markov Prozesse (zum Braunkohlestaubsaufbereitungs system der 420 t/h Kessels) 199

DAN HULEA, RADU BUCUŢA, ANTON KORBIL Überwachungs - und Wartungssysteme den Bauten der Elektrizitätswerke in den RENEL - Stammgut 210

DAN TEODORESCU: Ausichten des Impaktes der hidroenergetische Anlagen über die Umgebung in die, von den Institut für Studien und hidroenergetische Projektierungen, ausgearbeitete Impaktstudien angezeichnet 217

HARALAMBIE CRISTEA, MIHAI IVAN: Die Parametermessung und die Ausrechnung Durchfluβmenge - Energie bei den energetische Flüssigkeiten 223

IOAN ROTARU, IOSIF BILEGAN: Der Verbund der ersten Gruppe der CNE Cernavodă an dem rumänischem Elektroenergie - system 229

ERFINDUNGEN

IOAN PETRE POLESCU, AMALIA IOANA POLESCU: Recycling technology for plastics injection dies according to RO - 91168 patent - a profitable and competitive business, heading to technological advancement 242

DE PERSONIS 244,246

INFORMATION 222,247

СОДЕРЖАНИЕ

АЛЕКСАНДРУ ВАЛЕРЮ БИНИГ, КРИСТИАНА ЕУДЖЕНИЯ ГИЦЭ : Применение модели-рования Монте-Карло Марковских процессов (к системе приготовления пыля из лигнита вля котлов 420 т/час) 199

ДАН ХУЛЕА, РАДУ БУКУЦА, АНТОН КОРВЛ: Некоторые виды контроля и обслуживания конструкций электростанций принадлежащих к Румынскому Электрическому Управлению - RENEL 210

ДАН ТЕОДОРЕСКУ: Некоторые виды касающиеся влияния гидроэлектрических установок на окружающую среду отмеченные в исследованиях Института Гидроэнерге-тических Исследований и Проектирования 217

ХАРАЛАМБИЕ КРИСТЕА, МИХАЙ ИВАН: Измерение параметров и расчёт расхода-энергии для энергетических жидкостей 223

ИОАН РОТАРУ, ИОСИФ БИЛЕГАН: Первый атомный генераторный агрегат атомной станцией Чернаводэ, подключённый к Национальной Электрической Системе 229

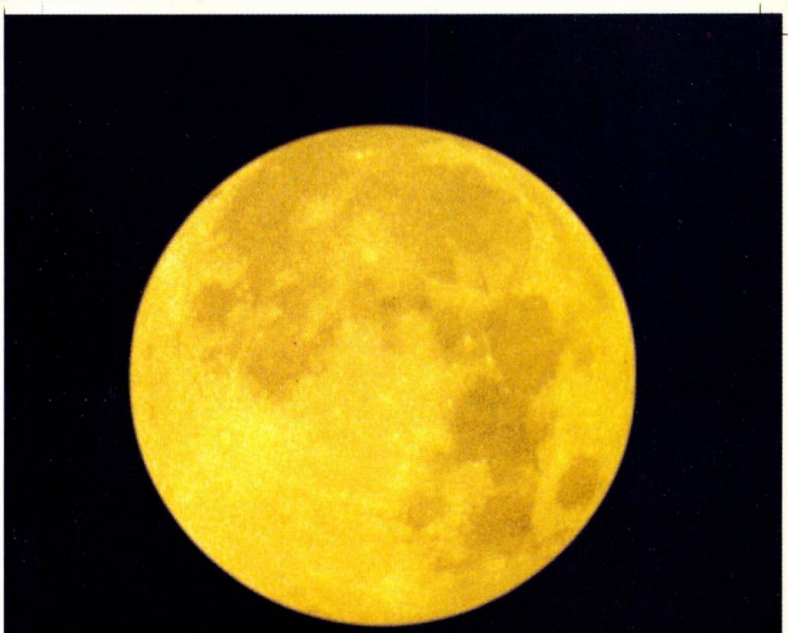
ИЗОБРЕТЕНИЯ

ИОАН ПЕТРЕ ПОЛЕСКУ, АМАЛИЯ ИОАНА ПОЛЕСКУ: Recycling technology for plastics injection dies according to RO - 91168 patent - a profitable and competitive business, heading to technological advancement 242

DE PERSONIS 244,246

ИНФОРМЦИИ 222,247

SIEMENS



Vă asigurăm că proiectele Dumneavoastră energetice vor fi îndeplinite în cadrul planificării și bugetelor prevăzute

Prin expertiza "la cheie" Siemens

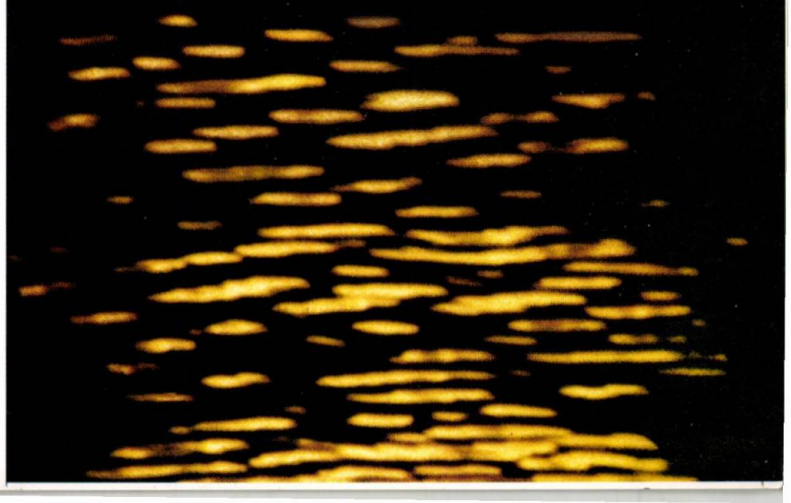
Disponibilitatea și fiabilitatea ridicate sînt cerințe fundamentale pe care trebuie să le îndeplinească centralele electrice. Acestea trebuie să fie proiectate în concordanță cu cerințele impuse si construite într-un timp cât mai scurt posibil, ceea ce reclamă cerințe stringente în execuția proiectului. Expertiza noastră "la cheie" asigură o implementare în limita costului estimat al proiectului și cele mai scurte perioade de construcție.

Pe de o parte responsabilitatea
Rolul nostru în asumarea responsabilității generale minimizează riscurile tehnice, de planificare și economice cu care Dumneavoastră vă confruntați. Ne desfășurăm expertiza pe parcursul tuturor decadelor din timpul construirii centralelor electrice livrate "la cheie", și anume: termocentrale pe combustibili fosili, instalații nucleare-electrice și hidrocentrale.

Încredere în expertiza noastră "la cheie"
Ca exemple doar începând cu anul 1990 ale activităților noastre globale de livrare "la cheie" a centralelor, includem responsabilitatea pe care am avut-o pentru șase proiecte de centrale electrice în Indonezia și Malaezia cu o capacitate instalată totală de 2450 MW. În aceeași perioadă, am primit șase comenzi din Marea Britanie pentru construirea "la cheie" de centrale electrice cu cicluri mixte abur-gaze cu o capacitate totală de peste 4000 MW. Datorită îmbunătățirilor continue făcute în desfășurarea projectelor, am devenit capabili să scurtăm timpul de construire la mai puțin de doi ani în cazul centralelor cu cicluri combinate.

Soluții energetice
Fiind unul dintre cei mai mari furnizori de centrale electrice din lume, obiectivul nostru este cooperarea pe termen lung cu beneficiarii noștri pe baza parteneriatului și a încrederii reciproce, astfel încât Dumneavoastră să obțineți o recuperare optimă a investițiilor făcute.

Construirea "la cheie" a centralelor electrice este punctul nostru "forte": vasta noastră experiență în conducerea proiectelor și coordonarea subfurnizorilor asigură o implementare promptă și ritmică a proiectelor Dumneavoastră în domeniul producerii energiei.



Ancorată în viitor
Siemens
Producerea energiei

Siemens Büro Bukarest, Str. Zarii Nr.12 sector 5, R-76640 Bukarest

U01-Z252-B1-3B00 PUBLICIS MCD

CENTENAR ENERGETIC

100

FILIALA DE REŢELE ELECTRICE SIBIU

1896 ❖ Punerea în funcţiune

a centralei hidroelectrice SADU I
şi a liniei electrice 4,5 kV SADU - SIBIU
❖ prima linie de medie tensiune din ţară

1996 ❖ Manifestări în cinstea

CENTENARULUI ENERGETIC
SIBIU 1896 - 1996

❖ lansare MONOGRAFIA întreprinderii
❖ inaugurare MUZEU ENERGETIC
SADU I
❖ prezentare
REALIZĂRI TEHNICE DE VÂRF
ale specialiştilor filialei

E 2039
FF
000000 260086

6 ENERGETICA

SERIAAI

ORSZÁGOS MŰSZAKI INFORMÁCIÓS KÖZPONT ÉS KÖNYVTÁR 1883

Romania RENEL

NOIEMBRIE - DECEMBRIE 1996

ENERGETICIENI PROTEJAȚI NATURA!

Our companies are ready for the future

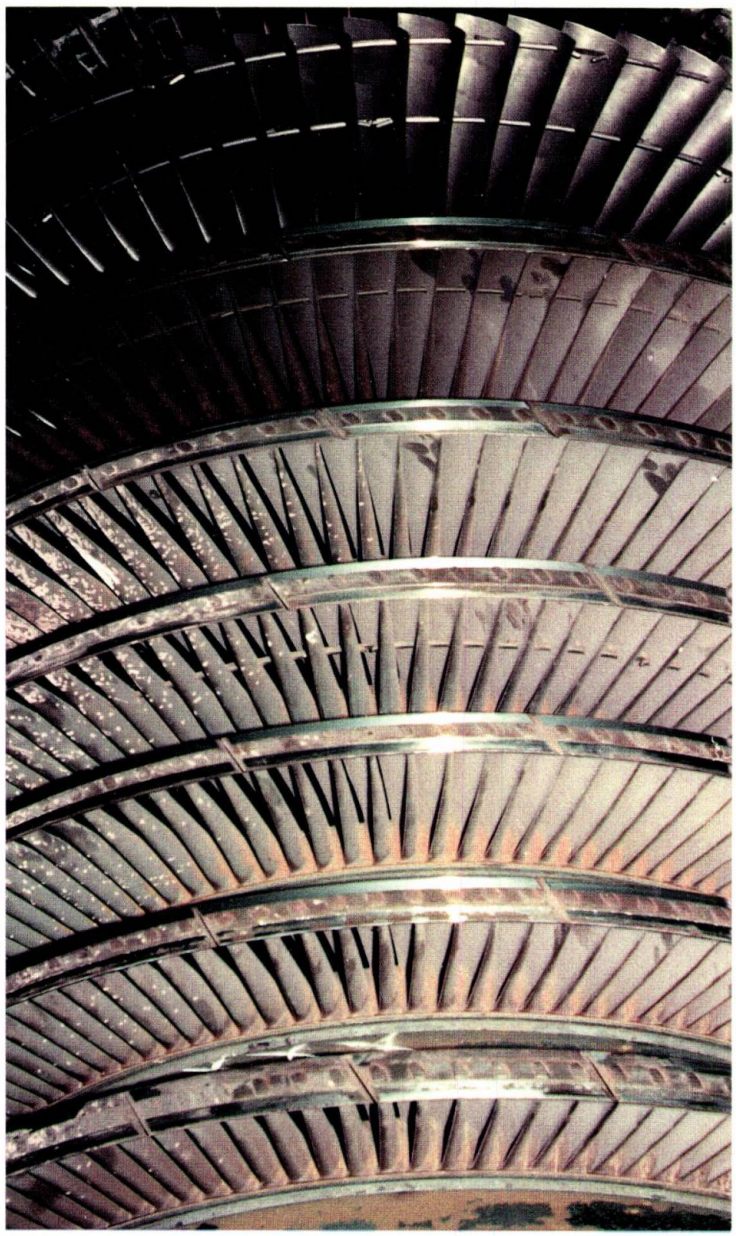


ABB Energoreparaţii Romania Ltd.
Bucharest

ABB Power T&D Ltd.
Bucharest

ABB Rometrics Ltd.
Timişoara

ABB Romania Ltd.
16, Ion Cîmpineanu street
70100 Bucharest

ABB

OMSZ KÖZPONTI METEOROLÓGIAI INFORMÁCIÓS KÖNYVTÁR 1883

ENERGETICA

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ANUL 44 Nr. 6, SERIA A NOIEMBRIE - DECEMBRIE 1996

ISSN 1220 - 5133

Număr special "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice"

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuând tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:
- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România - AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Opiniile exprimate în articolele publicate în revista ENERGETICA aparţin autorilor acestora.

Orice reproducere integrală sau parţială, prin indiferent ce procedeu, a materialelor apărute în revista ENERGETICA poate fi făcută numai cu aprobarea biroului de redacţie. Sunt autorizate numai citările destinate lucrărilor ştiinţifice şi volumelor în care acestea sunt inserate.

Revista apare alternativ în două serii :
- seria A, care tratează probleme de surse de energie, conversie de energie, poluare a mediului înconjurător, utilizare a căldurii etc.;
- seria B, care tratează probleme electrice, inclusiv ale centralelor electrice, staţiilor electrice, ale liniilor de transport şi distribuţie a energiei electrice , sisteme electroenergetice etc.
Fiecare serie are 6 numere pe an .

CUPRINS

RADU OPINCARU, MIRCEA CÂRDU, GABRIEL ROMAŞCU: Prezentarea mesei rotunde "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice" 251

VLADIMIR GHEORGHICESCU, GICĂ ILIE: Utilizarea rezervelor suprafeţelor de transfer de căldură ale cazanelor de 420 t/h - lignit, transformate la funcţionarea pe hidrocarburi pentru ridicarea capacităţii termice la cazanele de 420 t/h - CET Progresul 253

VLADIMIR GHEORGHICESCU, GICĂ ILIE: Conversia cazanelor energetice din reţeaua RENEL funcţionând pe lignit inferior pentru funcţionarea pe huilă. Particularizare pentru cazanul 420 t/h - lignit 260

RADU FLORESCU, TUDOR PRISECARU, LUCIAN MIHĂESCU, CONSTANTIN NEAGA, MĂLINA PRISECARU: Analiza teoretică şi experimentală a performanţelor termogazodinamice şi anticorosive ale preîncălzitoarelor de aer neconvenţionale (ceramice) 266

DAN PILAT: Asupra întocmirii studiilor de fezabilitate privind proiectele energetice 275

PETRE TERZI: Optimizarea echipării şi funcţionării punctelor de transformare termică din sistemele urbane de alimentare cu căldură 278

INFORMAŢII

MIRCEA CÂRDU: Comentarii privind lucrările prezentate la Seminarul Siemens KWU din 25 octombrie 1994 de la Bucureşti 284

CUPRINSUL GENERAL AL REVISTEI ENERGETICA, SERIA A, PE ANUL 1996 293

INDICE DE AUTORI PENTRU ARTICOLELE APĂRUTE ÎN REVISTA ENERGETICA, SERIA A, PE ANUL 1996 295

Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.

Please, contact us at the address:
Revista ENERGETICA
GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8,
Bucureşti III, RO 79619
Phone : (401)321 69 66/149
Fax: (401)321 10 10
Telex: 10783

COLEGIUL DE REDACŢIE

BIROUL: dr . ing. Eugeniu PAVEL - preşedinte; ing. Vasile RUGINĂ - redactor-şef; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU - redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU - redactor-şef adjunct; ing. Radu OPINCARU; ing. Ion CONECINI; ing. Vladimir CONSTANTINESCU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU ; ing. Dan GHEORGHIU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Mihai NICOLAU; dr. ing. Ioan GANEA

MEMBRI: conf. dr. ing. Florin ALEXE; ing. Ovidiu APOSTOL; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA ; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; ing.Radu CONSTANTIN; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; dr. ing. Laurenţiu GOIA; prof dr. ing. Nicolae GOLOVANOV ; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; prof. dr. ing Aureliu LECA; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Magdalena MATEI; ing. Cornel MOŢIU; prof. dr. ing. Costin MOŢOIU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. ing. Mircea NEMEŞ; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Cornel PĂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; conf. dr. ing. Petre POSTOLACHE; dr. ing. Dan Ion PREDOIU; ing. Radu REGMAN; ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU ; ing. Margarios SALGIAN; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Cristian TOTOLO; ing. Anton VLĂDESCU

Redactor : Ana Maria CHIVU

Editat cu sprijinul Ministerului Cercetării şi Tehnologiei - Colegiul Consultativ pentru Cercetare Ştiinţifică şi Dezvoltare Tehnologică

Redacţia şi administraţia: GSCI, B-dul Energeticienilor nr.8, sector 3, CP 79619, Bucureşti
Telefon: (401)321 69 66/149; Telex : 10783; Fax: (401)321 10 10

Tiparul executat la GSCI

Masă rotundă
"Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice"

În ziua de 7 august 1996 au avut loc la sediul RENEL - Grupul de Studii, Cercetare şi Inginerie (GSCI) lucrările mesei rotunde "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice", organizate de Colegiul de Redacţie al revistei Energetica, GPEET şi GSCI.

La lucrări au participat numeroşi specialişti din RENEL, institute de cercetare, proiectare pentru echipamente, învăţământul universitar, firme cu activitate în domeniu etc.

În contextul efortului general depus pentru integrarea europeană şi specialiştii termoenergeticieni sunt preocupaţi să găsească soluţii pentru ca rezultatele obţinute în producţia de energie electrică şi termică să se ridice la nivelul de calitate corespunzător. Este cunoscut că România nu ocupă o poziţie satisfăcătoare în privinţa intensităţii energetice, înregistrând un consum de energie primară pe unitatea de produs intern brut (1777 kg cc/1000 USD) mai mare decât în multe alte ţări.

Una din căile de îmbunătăţire a acestui indicator este şi perfecţionarea proceselor tehnologice în sfera producerii de energie electrică şi termică, sferă în care RENEL are atribuţii importante.

În raportul prezentat de dl. Ian Lindsay, secretar general al Consiliului Mondial al Energiei, în cadrul lucrărilor Conferinţei Naţionale a Energiei - Neptun '96, se menţionează că la Congresul din 1995 al acestui forum, s-a consemnat, ca o concluzie deosebită, necesitatea eforturilor pentru aplicarea unor măsuri de creştere a eficienţei energetice.

Este cunoscut că în prezent în ţara noastră, volumul lucrărilor de investiţii pentru instalarea de grupuri termoenergetice noi este mult redus, fiind însă în curs de realizare ample lucrări de reabilitare a termocentralelor, tendinţă care se va manifesta şi în viitor.

Programul de reabilitare are în vedere în principal, următoarele:

- creşterea randamentelor echipamentelor;
- creşterea disponibilităţii;
- reducerea impactului asupra mediului înconjurător;
- adaptarea instalaţiilor la funcţionarea interconectată cu sistemul UCPTE;
- adaptarea instalaţiilor la tipurile de combustibili disponibili.

Astfel, sunt în curs de desfăşurare sau programate lucrări importante pentru:

- înlocuirea unor echipamente cu durata de viaţă depăşită, la grupuri cu puterea totală de circa 1550 MW printre care: Işalniţa-grupurile 7 şi 8, Deva- grupurile 1 şi 2, Bucureşti Sud-grupurile 5 şi 6 etc.;
- îmbunătăţirea performanţelor agregatelor la grupuri cu puterea totală de circa 2560 MW, printre care Rovinari, Turceni, Brăila, Palas, Deva etc.;
- trecerea pe huilă a unor grupuri cu puterea totală de 550 MW, printre care: Iaşi II, Bacău, Suceava, Giurgiu etc.).

Este cunoscut că, în comparaţie cu realizarea unui obiectiv energetic nou, lucrările de reabilitare prezintă un specific aparte. Astfel, în primul caz, proiectul se întocmeşte pe baza unor componente disponibile în stare nouă, componente care sunt omologate, cu probe de anduranţă, sau care şi-au dovedit buna comportare în exploatare în instalaţii energetice similare.

În cazul lucrărilor de reabilitare se constată că, înainte de a trece la realizarea acestora este necesară o activitate mult mai dificilă, şi practic nouă, aceea de cunoaştere exactă, în termeni ingineresti, a stării reale prezentate, a fiecărei componente (principale şi auxiliare) ale sistemelor care formează grupul energetic.

În plus, trebuie ca, pornind de la această stare a componentelor, să se găsească cele mai potrivite soluţii, optime din punct de vedere economic, care să asigure o fiabilitate ridicată, prin aducerea fiecărei componente de la starea reală la starea nominală (fie chiar şi prin înlocuire), sau la o anumită stare care să confere ansamblului starea de succes dorită.

Lucrările prezentate reflectă tocmai aceste preocupări, atât ale specialiştilor din exploatare, cât şi ale constructorilor de echipamente.

Lucrările prezentate au fost grupate în patru teme, astfel: ameliorarea cazanelor şi a altor echipamente; probleme de ecologie; sisteme de încălzire; probleme generale.

Pe baza lucrărilor prezentate şi a discuţiilor purtate între specialişti şi autori s-au reţinut următoarele idei mai importante:

- modernizarea echipamentelor termoenergetice, în special a cazanelor de abur, trebuie să aibă în vedere adaptarea acestora la calitatea combustibilului posibil de procurat, pe tot traseul alimentare combustibil - evacuare la coş; în acest context se menţionează necesitatea existenţei unor contracte de asigurare a combustibilului, pe termen lung, cu cerinţe ferme privind calitatea acestuia;
- cerinţele de protecţie a mediului ambiant pe care trebuie să le respecte termocentralele impun condiţii din ce în ce mai severe pentru proiectanţii de echipamente;
- sunt necesare eforturi ale furnizorilor interni de echipamente termoenergetice, aflate în funcţiune, dar care nu şi-au epuizat durata de viaţă, pentru a răspunde la noile cerinţe ale beneficiarului (filialei de centrale electrice);
- concepţia de abordare a lucrărilor de reabilitare în ţara noastră este asemănătoare cu cea din alte ţări;
- sunt necesare eforturi de perfecţionare a aparatelor şi echipamentelor în zona consumatorilor.

Masa rotundă şi-a atins scopul. Datorită spaţiului grafic limitat al revistei, în acest număr special pot fi publicate doar cinci lucrări.

Celelalte lucrări prezintă de asemenea interes pentru specialişti şi pot fi consultate la redacţia revistei.

Mulţumim pe această cale autorilor, specialiştilor participanţi, precum şi tuturor celor care au contribuit la buna desfăşurare a mesei rotunde.

ing. Radu Opincaru - director tehnic RENEL- GPEET
ing. Mircea Cârdu - consilier SOCET - SA
dr. ing. Gabriel Romaşcu - consilier - RENEL - GSCI

UTILIZAREA REZERVELOR SUPRAFEŢELOR DE TRANSFER DE CĂLDURĂ ALE CAZANELOR DE 420 t/h - LIGNIT, TRANSFORMATE LA FUNCŢIONAREA PE HIDROCARBURI, PENTRU RIDICAREA CAPACITĂŢII TERMICE LA CAZANELE DE 420 t/h - CET PROGRESUL

ing. VLADIMIR GHEORGHICESCU; dr. ing. GICĂ ILIE *

Prin transformarea cazanelor de 420 t/h - lignit la funcţionare exclusivă pe păcură şi gaze naturale, există un exces de suprafaţă de transfer a cărei eficienţă este compensată prin măsuri neeconomice (recirculări gaze de ardere, injecţii sporite etc.). Prin soluţii constructive analizate de ICPET SA se poate realiza mărirea capacităţii de producere a aburului în două variante:

- soluţii constructive cu modificări minime pentru realizarea unui debit de abur maxim 460 t/h la p = 125 bar; t = 540°C;

- soluţii cu modificări majore pentru realizarea unui debit de abur maxim 500 t/h la p = 125 bar; t = 540°C.

The change of the 420 t/h lignite - fired boilers to operate only on fuel oil and natural gas results in a supplimentary heat transfer surface whose efficiency is compensated through non-economical measures (flue gas recycling, increased injections, etc.). By means of the design solutions analysed at ICPET SA the steam processing capacity can be increased in two variants:

-design solutions with minimum modifications to obtain a maximum steam flow of 460 t/h at p = 125 bar; t = 540°C;

- solutions with significant modifications in order to obtain a maximum steam flow of 500 t/h at p = 125 bar; t = 540°C.

Descriptori: centrale termoelectrice, generatoare de abur, transfer de căldură

1. Prezentarea cazanului

1.1. Generalităţi

Cazanul de abur de 420 t/h, 137 bar, 540°C are drept scop alimentarea cu abur a unui grup turbogenerator cu contrapresiune de tip D, de 50 MW.

Cazanul, proiectat iniţial pentru funcţionare pe lignit, a fost adaptat de ICPET-SA pentru a utiliza exclusiv hidrocarburi.

Este un cazan cu circulaţie naturală, cu două drumuri de gaze dispuse în forma de semi-π şi suspendat la partea superioară de o construcţie metalică, permiţându-se dilatarea liberă în jos. În drumul I (ascendent) al gazelor de ardere sunt dispuse supraîncălzitorul II, supraîncălzitorul III, supraîncălzitorul IV şi ultima parte a supraîncălzitorului I, toate sprijinite prin ţevi de susţinere drum I. În drumul II descendent al gazelor de ardere sunt dispuse prima parte a supraîncălzitorului I şi economizorul, ambele sprijinite prin ţevile de susţinere drum II. Redimensionarea suprafeţelor de schimb de căldură a fost făcută în funcţie de debitul de gaze de ardere obţinut la funcţionarea pe hidrocarburi. Pasul transversal al serpentinelor a fost astfel ales încât viteza gazelor de-a lungul celor două drumuri de gaze să fie aproximativ constantă.

Reglarea temperaturii aburului supraîncălzit se realizează prin injecţie de apă de

* Societatea Comercială de Inginerie, Cercetare, Proiectare, Livrare, Montaj, Puneri în funcţiune Echipamente Termoenergetice S.A.-S.C. ICPET S.A., Bucureşti

alimentare prelevată după PIP-uri. În scopul curăţirii suprafeţelor de schimb de căldură convective, cazanul este prevăzut cu o instalaţie de suflat funingine.

1.2. Parametrii principali ai cazanului iniţial

1.2.1. *Aburul*

- debitul nominal maxim continuu..... 420 t/h + 3%
- temperatura nominală ..... 540 ± 5 °C
- presiunea nominală..... 137 bar

1.3. Caracteristicile combustibilului

1.3.1. *Caracteristicile gazelor naturale*

- conform STAS 3317-67

1.3.2. *Caracteristicile păcurii*

- conform STAS 51-83, inclusiv tipul 300/50 S

2. Scopul lucrării

Datorită faptului că acest cazan este derivat din cazanul similar proiectat pe lignit, acesta dispune de rezerve pe partea aero-gazo-dinamică şi respectiv termică, ce ar putea fi valorificate în cazul în care se poate majora debitul de fluid rece (apă - abur) până la limita permisă de circuitele de apă - abur, la care valorile sunt similare cu cele de la cazanele funcţionând pe lignit.

Faţă de cele de mai sus rezultă că această analiză se poate reduce la măsurile ce se pot lua pentru mărirea debitelor de fluid rece vehiculat prin cazan (apă-abur), în corelare cu căldura disponibilă realizată prin exploatarea la parametrii maximi ai actualei instalaţii de ardere sau prin majorarea acesteia, ca urmare a modificărilor ce se pot face în sensul majorării capacităţii acestei instalaţii.

Mărirea capacităţii termice astfel realizate este limitată de caracteristicile funcţionale hidrodinamice ale circuitului de apă-abur, din punctul de vedere al pierderilor de presiune care determină implicit valoarea presiunilor maxim admisibile în fiecare element al circuitului apă - abur.

Variantele analizate se definesc după cum urmează:

Varianta I

Analiza soluţiilor de modernizare ce trebuie aplicate la cazan pentru realizarea debitului maxim posibil, în condiţiile unor modificări constructive reduse ale sistemului sub presiune (circuit apă-abur) şi asigurării parametrilor la ieşire de 125 bar; 540°C (pentru combustibil, pacură şi gaze naturale).

Varianta II

Analiza soluţiilor de modernizare ce trebuie aplicate pentru realizarea debitului de 500 t/h în condiţiile asigurării parametrilor la ieşire de 125 bar; 540°C (pentru combustibil păcură şi gaze naturale).

(NB. Presiunea aburului viu p=125 bar este o valoare admisă de beneficiar şi a rezultat în urma unei analize în contextul grupului de 50 MW).

3. Varianta I

3.1. În cadrul acestei variante se analizează capacitatea maximă realizabilă pe cazanul existent cu modificarea canalelor de aer realizând numai parametrii aburului la ieşirea din cazan de 125 bar, 540°C.

3.2. Debitul maxim care se analizează în această variantă este de 460 t/h şi a fost determinat pe baza următoarelor considerente:

- capacitatea instalaţiei de ardere care cu modificări minime la duza de pulverizare poate asigura arderea unui debit de 32 000 kg / h, ceea ce reprezintă consumul maxim de păcură la această sarcină.

În ce priveşte problematica ridicată de funcţionarea pe gaze naturale, la care debitul necesar de gaze naturale este de 34 750 m^{3*}, determinantă este presiunea gazelor naturale livrate la limita cazanului.

Schimbarea reglajului din sistemul perete-grupă în sistemul etaj-grupă va permite funcţionarea cazanului în regim mixt - de tipul: un etaj pe un combustibil şi altul pe celălalt combustibil, mod de funcţionare nepermis în actuala configuraţie a grupelor de arzătoare, repartizate pe pereţi.

3.3 Din punctul de vedere al regimului hidrodinamic din cazan rezultă că, faţă de pierderea de presiune între tambur şi ieşire abur

* m^3 în condiţii normale de presiune şi temperatură. (Această unitate de măsură se va folosi în toată lucrarea)

viu măsurată de 25 bar, aceasta creşte cu circa 6,2 bar, devenind 31,2 bar, ceea ce duce la concluzia că prin scăderea presiunii la ieşirea din cazan - şi deci fără modificări -, în partea sub presiune a cazanului se poate asigura debitul de 460 t/h determinat şi din considerente de capacitate de ardere pentru păcură şi/sau gaze naturale.

În tabelul 1 se prezintă evoluţia pierderilor de presiune în cazan datorită creşterii producţiei de abur a cazanului de la 420 t/h; 137 bar; 540°C la 460 t/h; 125 bar; 540°C.

Tabelul 1

Nr. crt.	Denumire circuit	Valoare calcul Δp [bar] 420 t/h	Valoare măsurată Δp [bar] 420 t/h	Valoare calculată Δp [bar] 460 t/h
1	Circuit apă intrare cazan - tambur	3,67	5,3	5,97
2	Circuit abur tambur ieşire cazan	18,9	25,0	31,2

3.4. Analiza încărcărilor termice ale focarului pentru varianta I

Încărcările termice ale focarului sunt condiţionate de fluxul termic la perete şi de timpul de ardere, respectiv de timpul de staţionare a combustibilului în spaţiul de ardere.

Valorile încărcărilor obţinute în urma calculelor efectuate în cazul variantei I sunt date în tabelul 2.

Tabelul 2

Varianta I - 460 t/h ; combustibil gaz	Varianta I - 460 t/h; combustibil păcură
- q_v = 126,130 kW/m^3 - q_s = 278,109 kW/m^2 - q_{br} = 579,370 kW/m^2 - q_{sus} = 345,827 kW/m^2 - q_{sar1} = 671,43 kW/m^2 - q_{sar2} = 617,313 kW/m^2 - q_{sar3} = 652,36 kW/m^2	- q_v = 126,031 W/m^3 - q_s = 278,476 kW/m^2 - q_{br} = 577,716 kW/m^2 - q_{sus} = 344,825 kW/m^2 - q_{sar1} = 669,478 kW/m^2 - q_{sar2} = 615,52 kW/m^2 - q_{sar3} = 650,464 kW/m^2

Se observă că încărcarea termică volumetrică maximă realizată în cazul arderii combustibilului gazos de 126,130 kW/m^3 se încadrează în valorile recomandate de literatura de specialitate (110 - 300 kW/m^3), iar încărcarea termică în cazul arderii păcurii de 126,031 kW/m^3 se situează sub limitele maximale recomandate (230-350 kW/m^3).

Încărcarea termică volumetrică la sarcina de 460 t/h în cazul arderii gazului natural este cu 9,45 % mai mare decât cea de la sarcina de 420 t/h, iar în cazul arderii păcurii este cu 8,58 % mai mare decât cea de la 420 t/h.

3.5. Circulaţia naturală în vaporizator

După cum este cunoscut, cazanul de 420 t/h - Progresul are un multiplu de circulaţie situat la limita inferioară a cifrelor recomandate pentru cazane de asemenea capacitate şi parametri (la funcţionarea pe hidrocarburi). Pentru funcţionarea pe lignit acest lucru nu constituie factor de periculozitate datorită fluxurilor termice mai reduse. În cazul funcţionării pe hidrocarburi şi în special pe păcură, la care radiaţia este foarte intensă, vaporizarea intensă duce la reducerea factorului de circulaţie.

În această variantă de funcţionare a cazanului la debit de 460 t/h cu presiunea de 125 bar şi temperatura de 540°C rezultă multiplii de circulaţie în limitele m = 4,5, pentru păcură, şi m = 5, pentru gaze naturale. Scăderea multiplului de circulaţie se datorează în special creşterii fluxurilor termice pe vaporizator ca urmare a măririi debitelor de combustibil arse în focar în concordanţă cu noul debit de abur produs de cazan.

Totodată, se precizează că, datorită creşterii debitului de abur produs de vaporizator se măreşte încărcarea spaţiului de abur şi respectiv a oglinzii de apă din tambur.

Având în vedere că indicii termochimici ai aburului saturat au fost foarte buni se apreciază că creşterea de sarcină la 460 t/h nu va induce modificări la instalaţia de separare a tamburului.

Concluzia este că şi din punctul de vedere al circulaţiei se recomandă adoptarea acestei soluţii.

3.6. Calcule termice de verificare

Pentru confirmarea posibilităţii de creştere a debitului de abur produs de cazan la valoarea de 460 t/h s-a efectuat verificarea prin calcul a cazanului în structura existentă pe cazanul nr. 3 Progresul.

Verificările s-au făcut pe combustibilii utilizaţi, şi anume au rezultat următoarele:

Combustibili:

- păcură 300/50S;
- gaze naturale;
- rezultă că nu se depăşesc valorile maxime de temperatură la ieşirea din supraîncălzitoare pe partea de abur;
- este necesar un debit injecţie majorat la funcţionarea pe gaze naturale;
- se impune necesitatea menţinerii recirculării de gaze pentru creşterea temperaturii gazelor la coş, atât la păcură, cât şi la gaze naturale.

4. Varianta II

4.1. Faţă de varianta anterioară aceasta se diferenţiază prin faptul că la aceiaşi parametri ai aburului la ieşire cazan de 125 bar; 540°C se impune realizarea unui debit de 500 t/h.

4.2. Acest debit impus, la parametrii indicaţi prin temă, determină analiza instalaţiei de cazan din următoarele puncte de vedere:

- capacitatea instalaţiei de ardere a cazanului;
- asigurarea aerului de ardere necesar pentru noul consum de combustibil şi implicit capacitatea de evacuare a gazelor de ardere rezultate;
- realizarea unei funcţionări în condiţii de siguranţă pentru partea sub presiune, în cazul impunerii majorării substanţiale a debitelor de apă-abur vehiculate prin cazan, din punctul de vedere al regimului hidrodinamic;
- analiza încărcărilor termice globale şi maxime locale, pentru noua configuraţie a instalaţiei de ardere;
- analiza circulaţiei naturale în cazan pe baza noilor valori de parametri;
- analiza performanţelor termice ale cazanului pe baza rezultatelor calculelor termice de verificare la debitul de 500 t/h şi la 125 bar; 540°C la funcţionarea pe păcură şi/sau gaze naturale.
- evoluţia consumurilor de energie electrică şi termică (abur pulverizare + abur calorifere) în noile condiţii de funcţionare;
- lucrări de proiectare - demontare - furnitură şi montaj.

Instalaţia de ardere

În condiţiile necesităţilor impuse de realizarea debitului de abur de 500 t/h; la presiunea de 125 bar; 540°C asupra instalaţiei de ardere se va interveni în mod substanţial. Necesarul de combustibil pentru producerea acestui debit de combustibil este:

- păcură : 34 800 kg/h
- gaze naturale : 37 800 m^{3*}/h.

Analizând debitele necesare de combustibil, este evidentă soluţia aplicabilă de a înlocui cele patru arzătoare de susţinere din dotarea iniţială a cazanului cu arzătoare de sarcină, asigurând, deci, un număr de 16 arzătoare de sarcină identice pe cazan, capabile să realizeze combustia noilor debite de combustibil necesare.

Şi în cadrul acestei variante se va modifica reglajul pe instalaţia de ardere / alimentare cu aer, cu reglaj pe etaje faţă de cel existent pe pereţi (ca grupe de arzătoare).

În ceea ce priveşte asigurarea aerului de ardere, a evacuării gazelor arse la coş şi a necesarului de gaze arse recirculate, acestea au fost analizate separat, analiza cuprinzând şi consumurile de energie electrică, abur tehnologic, precum şi capacitatea de acoperire de către instalaţiile auxiliare existente.

Regimul hidrodinamic

Analiza circuitului apă-abur din punct de vedere hidrodinamic presupune verificarea circuitului respectiv în raport cu debitele de fluide circulate în sistem, pierderile de presiune în sistem şi implicit cu presiunile maxime de funcţionare în diferite puncte, corelată cu respectarea presiunii impuse la ieşirea din cazan.

Din punct de vedere hidrodinamic, analiza se face pe două direcţii, şi anume:

a) Analiza presiunii maxime de lucru admisibile în tambur, determinată de grosimea minimă de proiectare a pereţilor acestuia de 80 mm.

În raport cu această grosime de calcul rezultă o presiune maximă de lucru în tambur p_l^t = 164 bar. Această valoare este valabilă în condiţiile garantării grosimii minime a tamburului de s = 80 mm (grosime de proiect).

În aceste condiţii se poate asigura funcţionarea cazanului din punct de vedere hidrodinamic la sarcina de 500 t/h; 125 bar; 540°C, întrucât pierderile de presiune care ating valoarea

recalculată de 37,5 bar sunt acoperite de diferenţa de 164 - 125 = 39 bar admisă de circuit. Se menţionează că valoarea de 37,5 bar pentru pierderile de presiune dintre tambur şi ieşirea aburului din cazan sunt calculate ţinând seama de corecţiile ce trebuie aplicate pentru compensarea între valoarea de calcul a acestor pierderi şi valoarea reală măsurată în cadrul probelor de măsurători.

La această presiune de lucru corespunde o valoare a presiunii de calcul p_c = 180 bar.

Recalculând grosimile nete necesare ale elementelor sub presiune ale cazanului rezultă că este necesară o verificare prin măsurare a grosimilor reale pentru a vedea dacă acestea satisfac noile cerinţe privind grosimea minimă. În caz că această condiţie nu este satisfăcută este necesară înlocuirea acestor elemente.

b) Analiza în situaţia în care nu se poate garanta grosimea netă de 80 mm a peretelui tamburului şi deci presiunea de lucru maximă admisibilă este de 157 bar şi astfel raportat la presiunea de 125 bar de la ieşirea din cazan să nu se poată asigura funcţionarea la debitul de 500 t/h.

În aceste condiţii este necesar să se reducă prin măsuri constructive pierderea de presiune în circuitul tambur-ieşire abur cazan pentru a se încadra în valoarea rezultată de 32 bar.

Modificările ce se pot aplica la acest circuit duc la reducerea pierderilor, aşa cum se poate urmări în tabelul 3.

Tabelul 3

Nr. crt.	Denumire circuit	Δp_{max} la 500 t/h [bar]	Reducere Δp pe circuit modificat [bar]	Observaţii
1	Ţevi susţinere drum II	4,5	1,7	
2	Serpentine supraîncălzitor convectiv 1	5,4	1,9	
3	Serpentine supraîncălzitor 2	5,9	2,2	
Reducere Δp = 5,8 bar				

Amploarea modificărilor în circuit pentru realizarea acestei reduceri este foarte mare şi constă în schimbarea tipodimensiunii de ţeavă de Ø32 utilizată la construcţia acestor subansambluri cu tipodimensiunea de Ø38. Această schimbare are implicaţii şi asupra aranjamentelor de ţevi în construcţia supraîncălzitoarelor cazanului datorită modificării razelor de îndoire a serpentinelor.

Se apreciază că modificările necesare pentru realizarea variantei a II-a (500 t/h), cu verificarea tuturor elementelor dimensionate fără rezerve majore, sunt cele mai justificate, chiar în condiţiile în care s-ar impune şi verificarea grosimii nete a tamburului de 80 mm sau eventual stabilirea unui nou debit maxim posibil intermediar între valorile de 460 t/h corespunzător variantei I şi de 500 t/h aferent variantei a II-a.

Analiza încărcărilor termice ale focarului pentru varianta a II-a

Principalii indicatori care dau informaţii despre încărcarea termică a focarului cazanului sunt daţi în tabelul 4.

Tabelul 4

Varianta a II-a - 500 t/h; combustibil gaz natural		Varianta a II-a - 500 t/h; combustibil păcură	
- q_v	= 137,312 kW/m^3	- q_v	= 136,884 kW/m^3
- q_s	= 302,356 kW/m^2	- q_s	= 301,412 kW/m^2
- q_{br}	= 629,548 kW/m^2	- q_{br}	= 626,580 kW/m^2
- q_{sar1}	= 658,508 kW/m^2	- q_{sar1}	= 656,436 kW/m^2
- q_{sar2}	= 639,258 kW/m^2	- q_{sar2}	= 637,248 kW/m^2
- q_{sar3}	= 587,751 kW/m^2	- q_{sar3}	= 585,903 kW/m^2
- q_{sar4}	= 621,108 kW/m^2	- q_{sar4}	= 619,155 kW/m^2

Se observă că încărcarea termică volumetrică realizată în cazul arderii combustibilului gazos de 137,312 kW/m^3 se încadrează în limitele recomandate de literatura de specialitate (110 - 300 kW/m^3); încărcarea termică în cazul arderii păcurii, de 134,884 kW/m^3, se situează sub limitele recomandate (230 - 350 kW/m^3).

Încărcarea termică volumetrică la sarcina de 500 t/h în cazul arderii gazului natural este cu 19,06 % mai mare decât cea de la sarcina de 420 t/h, iar în cazul arderii păcurii este cu 18,08 % mai mare decât cea de la 420 t/h.

Circulaţia naturală în vaporizator

După cum a rezultat în cadrul analizei efectuate la pct. 3.5, creşterea debitului de abur produs are efecte negative asupra circulaţiei.

Toate considerentele enunţate la acest capitol îşi păstrează valabilitatea.

Însă, în noile condiţii de funcţionare la 500 t/h, 125 bar, 540°C, reducerea multiplului de circulaţie este mai drastică, situându-se între m = 3,8,la funcţionarea pe păcură cu presiunea de 165 bar în tambur, şi m = 4,05, la funcţionarea pe gaze cu aceeaşi presiune în tambur.

Dacă varianta prezentată la pct. 3.5. admitea existenţa rezervelor la instalaţia interioară de separaţie pentru asigurarea parametrilor termochimici ai aburului saturat, în noile condiţii impuse de acest regim de funcţionare este necesară reconsiderarea proiectului pentru instalaţia interioară de separaţie din tambur.

Şi în această variantă adoptarea unor soluţii de îmbunătăţire a circulaţiei implică mari costuri şi dificultăţi tehnologice de aplicare care fac această soluţie neeconomică.

5. Analiza comparativă

În tabelul 5 sunt centralizate datele prezentate în capitolele precedente pentru variantele I şi a II-a.

Tabelul 5

Nr. crt.	Denumirea lucrărilor		Greutatea [t/cazan]		Creşterea consumurilor interne ale cazanului în raport cu sarcina de 420 t/h			
			demontare	furnitură	montare	combus-tibil	energie electrică	abur
Varianta I - 460 t/h; 125 bar; 540° C								
1	Modificare canale aer arzătoare păcură		75	100	100	-	-	-
2	Modificare alimentare cu combustibil a arzătoarelor		17,5	20,0	20,0	-	-	-
3	Calorifere de aer cu abur		23	20	20	-	-	-
4	Consumuri de energie electrică şi respectiv abur tehnologic aferent modificărilor		-	-	-	-	VA÷15,17% VG÷35,40% VGR-ct.	$P_{ăcură}$-12% G_{aze}-0%
5	Consum de combustibil	păcură	-	-	-	2 %	-	
		gaze	-	-	-	1,5 %	-	
Varianta a -II-a 500 t/h; 125 bar; 540 °C								
1	Modificare canale aer arzătoare păcură		90	125	125	-	-	-
2	Modificare alimentare cu combustibil a arzătoarelor		25	35	35	-	-	-
3	Calorifere de aer cu abur		23	20	20	-	-	-
4	Consumuri de energie electrică şi respectiv abur tehnologic aferent modificărilor		-	-	-	-	VA÷25,28% VG÷55,60% VGR-ct.	$P_{ăcur}$ -18% G_{aze}-0%
5	Consum de combustibil	păcură	-	-	-	22 %	-	
		gaze	-	-	-	21 %	-	

Concluzii

Din analiza efectuată rezultă că este posibilă creşterea capacităţii termice la cazanele de 420 t/h - Progresul, fiecare din variantele prezentate fiind aplicabilă.

Varianta ce se va aplica practic se poate stabili numai după ce se va extinde analiza în contextul întregii centrale, pentru a se evidenţia influenţele şi respectiv modificările necesare la nivelul acesteia, din punctul de vedere al lucrărilor necesare, furniturilor suplimentare şi, deci, a costurilor totale rezultate.

Referent: ing. Marcel Constantin - GSCI

(Primit la 17 iulie 1996, la 25 iulie 1995) ❑

COMENTARII

ing. Mircea Rădulescu - TERMICO - Tehnologii şi instalaţii moderne

Problematica articolului are relevanţă pentru cazanele de 420 t/h din CET Bucureşti - Progresul şi în acest context apreciez că prezintă importanţă următoarele aspecte:

1. Funcţionarea cazanelor cu debite de abur mai mari decât debitul nominal actual (420 t/h) poate fi o variantă competitivă pentru creşterea capacităţii CET de producere a energiei termice sub formă de apă fierbinte pentru termoficarea urbană, comparativ cu varianta de echipare cu trei cazane de apă fierbinte de 116 MW_t. Creşterea disponibilităţii de sarcină a celor patru cazane de abur din centrală va permite încărcarea turbinelor la capacitatea maximă de admisie, funcţionarea cu diafragma de reglare a prizei de 1,2 bar complet închisă şi livrarea de abur din priza reglabilă de 10 - 16 bar la boilere de termoficare nou montate. În această situaţie, randamentul ciclului termic al centralei nu va fi esenţial influenţat de presiunea iniţială a aburului viu şi, ca urmare, cazanele vor putea funcţiona cu o presiune mai mică decât cea nominală. Această valoare a presiunii va fi impusă de "rezervele" existente ale cazanelor, fără modificarea suprafeţelor de schimb de căldură actuale, precum şi de posibilităţile de transport ale conductelor principale de abur viu.

2. Stabilirea parametrilor cazanului - debitul maxim, presiunea şi temperatura aburului viu - se face pe baza calculelor de rezistenţă, având în vedere, în primul rând, capabilitatea tamburului.

Prescripţia tehnică ISCIR C1-85 în vigoare prevede că:

- presiunea de calcul este presiunea la care se face calculul de rezistenţă al unui element de cazan; ea se stabileşte pornind de la presiunea maximă şi ţinând seama de presiunea hidrostatică din elementul respectiv şi de pierderile de presiune de pe circuitele cazanului;
- presiunea maximă este presiunea maximă admisă în exploatarea cazanului, care se înscrie pe placa de timbru a cazanului. Pentru tamburul cazanului ea se stabileşte astfel:

$$p_{max} = p_n + \Delta p_s + \Delta p_d, \text{ unde:}$$

p_n este presiunea nominală a aburului viu;

Δp_s - pierderea de presiune în supraîncălzitor;

Δp_d - abaterea maximă admisă a presiunii nominale (datorită sistemului de reglare automată a sarcinii cazanului)

Norme de calcul de rezistenţă a cazanelor din ţări cu tradiţie în fabricarea cazanelor includ prevederi asemănătoare.

Norma directoare ICPET *Calculul de rezistenţă la presiune interioară - corpuri cilindrice* - NDR1-80 prevede:

- presiunea de calcul a elementelor sub presiune la cazanul cu tambur se stabileşte în funcţie de presiunea maximă, luându-se în considerare presiunile de reglaj ale supapelor de siguranţă de lucru conform P.T.C1-ISCIR, pentru situaţia de exploatare cea mai defavorabilă (vezi prescripţia ISCIR C1-79, în vigoare la data elaborării normei directoare ICPET).

Conform prevederilor NDR1-80 pentru cazanul cu tambur cu presiunea nominală mai mare de 10 MPa, presiunea maximă şi presiunea de calcul pentru tambur se stabilesc astfel:

$$p_{max} = p_n + \Delta p_s + \Delta p_d;$$

$$p_{\text{calcul tabur}} = 1{,}08\, p_{max.}$$

Calculul de rezistenţă al tamburului efectuat pe baza prevederilor NDR1-80 introduce în acest fel o "rezervă" foarte mare, care poate fi utilizată.

Apreciez că la efectuarea calculului capabilităţii tamburului trebuie ţinut seama de acest lucru, fiind necesară şi reconsiderarea normelor de calcul.

3. La stabilirea debitului maxim al cazanului, cu utilizarea rezervelor existente ale suprafeţelor de schimb de căldură, trebuie aprofundate aspectele legate de:

- indicii chimici ai aburului (separaţia din tambur);
- circulaţia naturală în vaporizator ;
- pierderile de presiune pe circuitele de aer de ardere (sunt esenţiale pierderile de presiune în arzătoare şi mai puţin cele de pe canalele de aer).

CONVERSIA CAZANELOR ENERGETICE DIN REŢEAUA RENEL FUNCŢIONÂND PE LIGNIT INFERIOR PENTRU FUNCŢIONAREA PE HUILĂ. PARTICULARIZARE PENTRU CAZANUL 420 t/h - LIGNIT

ing. VLADIMIR GHEORGHICESCU ; dr. ing. GICĂ ILIE *

Lucrarea prezintă modificările constructive semnificative, care conduc la ridicarea eficienţei generatorului de abur (randamente sporite, costuri de producţie scăzute) şi la reducerea poluării mediului înconjurător până la nivelul prescripţiilor legislaţiei actuale.

The paper presents the main design modifications that lead to the steam boiler efficiency increase (increased efficiency low-cost production) and to the present legislation requierements level.

Descriptori: generatoare de abur

Introducerea în consum a huilelor energetice constituie, din punct de vedere tehnico-economic, un pas important în producerea energiei electrice şi termice.

Datorită conţinutului redus de umiditate şi cenuşă, consumurile energetice specifice proceselor de măcinare, ardere şi transport gaze se diminuează considerabil. De asemenea, valorile pierderilor prin căldură fizică a gazelor evacuate şi prin ardere mecanică incompletă sunt mai mici în comparaţie cu cele obţinute prin arderea lignitului, crescând eficienţa instalaţiei de cazan.

Schimbarea calităţii combustibilului de proiect duce la modificări substanţiale ale întregului regim termic al generatorului. De cele mai multe ori, indiferent care este sensul de variaţie a calităţii combustibilului, exprimată prin puterea calorifică a acestuia, generatorul nu mai produce căldura utilă necesară impusă de consumator (de turbină).

Evidenţierea gradului de adaptabilitate a generatorului la noile condiţii, sau găsirea "răspunsului" generatorului, atunci când calitatea sursei primare se schimbă, se face printr-un calcul termic de verificare, operaţie mult mai grea decât calculul termic de proiectare.

Privit prin prisma circuitelor, generatorul de abur este o succesiune de verigi elementare (schimbătoare de căldură, utilaje, ventilatoare etc.), care, în ansamblu, în condiţiile de proiect, răspund integral sarcinii generale, adică producerii aburului la parametri nominali. La schimbarea calităţii cărbunelui, în urma calculului termic de verificare întocmit pe baza unor ipoteze, a căror justeţe trebuie ulterior verificată, se constată că unele verigi (componente ale circuitului) răspund bine la noile condiţii, altele nu; evident, soluţia finală este aceea care duce la situaţia în care toate verigile răspund corespunzător, sau altfel spus, unele suprafeţe de schimb de căldură trebuie mărite, altele micşorate, aceste modificări făcându-se în spaţii impuse.

Ţinând seama de faptul că generatoarele energetice moderne sunt sisteme extrem de complexe, rezultă dificultatea abordării unei asemenea probleme.

Astfel, dacă majoritatea generatoarelor care folosesc combustibil solid a fost proiectată să funcţioneze cu lignit din Bazinul Olteniei, în etapa actuală există tendinţa de conversie a acestora pe combustibil superior, de tip huilă.

Ţinând seama de conţinutul ridicat de balast din analiza lignitului, transportul acestuia spre zone depărtate de locul unde se face extracţia , de exemplu, în nordul Moldovei, devine total neeconomic.

Evident, acest lucru se cunoştea şi în perioada de proiectare a generatoarelor respective, dar nu era altă alternativă. Ulterior, bazându-ne pe lărgirea relaţiilor economice cu alte state, în contextul politic actual s-au ivit condiţiile importării huilei.

* S.C. ICPET S.A., Bucureşti

Trecerea generatoarelor de abur de la funcţionarea pe lignit la funcţionarea pe huilă, duce la modificări constructive şi funcţionale importante, cum ar fi sistemul de pregătire şi ardere a prafului, regimul termic şi gazodinamic etc.

Retehnologizarea cazanelor funcţionând pe lignit a avut trei direcţii de abordare:

A. Valorificarea energetică a huilelor în centralele termoenergetice dotate cu echipamente de ardere şi preparare a lignitului, fără modificări constructive mari, cu menţinerea parţială a reversibilităţii sistemului.

În urma experimentării acestei soluţii s-au constatat următoarele:

a) sistemul de preparare dotat cu mori ventilator cu ciocane, tip MVC 4, proiectate pentru funcţionare pe lignit a realizat un praf de cărbune cu următoarele caracteristici: concentraţia $\mu = 0{,}1916$, diametrul caracteristic $d_{km} = 130$ µm şi $R_{90} = 48{,}5$ %, $R_{1000} = 2{,}0$ %, deci nu a realizat amestecul polidispers corespunzător procesului de aprindere şi ardere specific huilei, ceea ce a dus la o ardere cu pulsaţii şi necesitatea unui aport continuu de hidrocarburi;

b) nu a fost posibilă reglarea parametrilor aburului viu, datorită reducerii la zero a debitului de apă de injecţie, reducere impusă de realizarea parametrilor nominali ai cazanului;

c) randamentul cazanului a fost de 83,2 %.

Aceste experimentări au dus la concluzia că sistemul nu poate fi menţinut reversibil şi se impune adoptarea unor modificări majore, atât la sistemul de preparare şi ardere, cât şi la suprafeţele de schimb de căldură.

B. Arderea huilelor în cazanele de abur concepute pentru arderea lignitului, realizându-se modificări constructive semnificative, care să ducă la ridicarea eficienţei generatorului de abur (diminuare pierderi, costuri de producţie scăzute, randamente sporite) şi la reducerea poluării mediului înconjurător.

Pentru realizarea parametrilor aburului viu şi obţinerea unei arderi stabile în focar s-au făcut modificări constructive la sistemul sub presiune (ECO şi SI), la sistemul de preparare a prafului, la instalaţia de ardere praf şi la circuitul de gaze de ardere recirculate.

- Cazanul de 420 t/h - huilă a realizat parametrii de proiect pentru întreg domeniul de sarcini de funcţionare şi un randament termic de 87,5 % (calculat conform prescripţiilor ISCIR C10/82) la sarcina nominală.

- Sistemul de preparare prevăzut cu mori MVC modificate a dus la creşterea concentraţiei de praf ($\mu = 0{,}233$ kg/kg), la micşorarea diametrului caracteristic al particulelor prafului de cărbune ($d_{km} = 120$ µm) şi la micşorarea cantităţii de particule mari ($R_{90} = 48$ % , $R_{1000} = 0{,}8$ %).

- Sistemul de ardere prevăzut cu arzătoare de tip EVT a permis realizarea unei arderi stabile şi cu pulsaţii reduse.

- Funcţionarea cazanului în regim de patru mori şi fără aport de hidrocarburi s-a efectuat pe domeniul de sarcini 80 - 100 % (între 340 t/h şi 420 t/h); sub sarcina de 80 % (între 210 t/h şi 340 t/h) s-a funcţionat cu trei mori şi un arzător de susţinere. Aportul caloric al păcurii a fost de maximum 7 % la sarcina minimă.

- Pierderile mecanice au scăzut de la 5,38 % la 3,43 %. Pierderile mecanice prin zgură reprezintă 13,4 % din pierderea mecanică, diferenţa de până la 100 % reprezentând pierderile prin cenuşă.

- Emisiile de noxe maxime realizate au fost de CO = 88 mg/m^{3*}, NO_x = 310 mg/m^{3*} şi SO_2 = 3897 mg/m^{3*}, faţă de valorile admisibile de CO = 250 mg/m^{3*}, NO_x = 400 mg/m^{3*} şi SO_2 = 1100 mg/m^{3*}.

Avantajele acestei soluţii sunt următoarele :

- se reduce consumul de păcură pentru susţinerea flăcării;

- se reduc consumurile energetice datorate depozitării, transportării, preparării şi arderii cărbunelui;

- obturarea secţiunii de aspiraţie a gazelor de ardere de la fine focar a avut efecte pozitive asupra etanşării cazanului ($a_{fine\ focar} = 1{,}27$);

- creşte capacitatea de depozitare a cărbunelui, exprimată în unităţi de combustibil convenţional, pentru acelaşi volum util de depozitare din depozitul centralei, fapt care conduce la mărirea autonomiei de funcţionare a centralei cu cărbunele stocat în depozitul propriu;

- cheltuielile cu transportul combustibilului de la furnizor la centrală scad, conducând la creşterea eficienţei centralei;

- se reduc investiţiile, legate de depozitul de zgură şi cenuşă.

Lucrarea de faţă îşi propune să sublinieze ideea că, simultan cu creşterea gradului de valorificare a energiei primare a combustibilului,

---

* m^3 în condiţii normale de presiune şi temperatură

s-a înregistrat şi o ameliorare importantă a impactului cu mediul ambiant.

Principalele concluzii care se desprind din datele prezentate în acest tabel sunt:

- debitul masic de dioxid de sulf de circa 2,86 t/h scade la circa 1,6 t/h, adică de aproximativ 1,75 ori, la trecerea de la arderea lignitului cu conţinut de sulf combustibil S_c = 1 % la utilizarea huilei cu S_c = 2,11 % ;

- cea mai spectaculoasă scădere o prezintă debitul masic de cenuşă, care se reduce de la 36,36 t/h la 5,259 t/h, adică de aproximativ 7 ori, ceea ce simplifică transportul şi depozitarea acesteia în haldă, inclusiv măsurile de protecţie a mediului;

- debitele masice de oxizi de azot, monoxid de carbon şi dioxid de carbon rămân practic acelcaşi, indiferent dacă se arde lignit sau huilă.

Ordinul 462/93 al M.A.P.P.M. prevede ca obligatorii, începând cu data de 01.01.1998, următoarele concentraţii limită pentru instalaţiile de ardere a cărbunilor în stare pulverizată, cu puteri termice de 320 MW :

- 1100 mg/m^{3*} pentru SO_2 ;
- 400 mg/m^{3*} pentru NO_2 ;
- 250 mg/m^{3*} pentru CO.

Factorii care au determinat încadrarea în norme a emisiilor de NO_x, la cazanul C4 din CET Giurgiu au fost:

- arderea prafului de cărbune s-a făcut în interiorul unui focar la care evacuarea cenuşii este în stare solidă şi unde temperatura de ardere a fost de circa 1300 - 1400 °C, ceea ce a dus la formarea NO-lui termic în cantităţi relativ mici;

- conţinutul de volatile al huilei utilizate la CET Giurgiu a fost de 34,6 %, ceea ce a dus la obţinerea unei cantităţi reduse de NO_x;

- o reducere importantă a emisiilor de NO_x s-a obţinut prin utilizarea gazelor de ardere recirculate în amestec cu fluidul primar, purtător al prafului de cărbune, recirculare care a dus totodată şi la reducerea concentraţiei de oxigen în zona de ardere, atât la nivelul arderii particulei (în zona arzătoarelor), cât şi pe înălţimea focarului.

Gradul de recirculare - q_{rec}, definit ca raportul dintre debitul de gaze recirculate şi debitul de aer introdus în arzător este de q_{rec} = 0,4-0,5. În felul acesta, temperatura de ardere scade de la aproximativ 1800 °C la 1400 - 1300 °C, ceea ce reduce emisia de NO_x de la 667,4 mg/m^3, la 35 - 25,6 mg/m^3.

Scăderea schimbului de căldură în focar, ca urmare a reducerii temperaturii de ardere, este compensată de creşterea schimbului de căldură în drumurile convective, ceea ce în ansamblu face ca temperatura la coş să aibă o creştere foarte mică, iar variaţia randamentului cazanului să fie nesemnificativă, de la 87,5 %, în funcţionarea clasică, la 87,2 %, în funcţionarea cu recirculaţie de gaze de ardere (g_{rec} = 0,4-0,5).

La valori normale de recirculare a gazelor de ardere, consumul suplimentar de energie la ventilatorul de gaze de ardere recirculate şi la ventilatorul de gaze de ardere (exhaustorul) este acceptabil şi incomparabil mai economic decât pentru alte sisteme de reducere de NO_x.

Arzătoarele fantă tip EVT care au echipat cazanul C4 din CET Giurgiu au permis obţinerea unor emisii reduse de NO_x. S-a dovedit că la arderea în sistem tangenţial cu arzătoare tip fantă, fără să se ia măsuri speciale, se produc cantităţi mai reduse de NO_x faţă de arderea aceluiaşi tip de combustibil cu ajutorul arzătoarelor turbionare.

La cazanul C4, arzătoarele fantă tip EVT, compuse din mai multe blocuri etajate sunt dispuse astfel : patru pe colţurile cazanului şi două pe pereţii laterali. Direcţiile de injecţie ale jeturilor de praf de cărbune şi aer sunt tangente la un cerc imaginar cu centrul în axa verticală a focarului. Jeturile de praf de cărbune şi aer secundar sunt paralele şi astfel amestecul acestora se face mai încet.

Această situaţie favorizează crearea unei atmosfere reducătoare în zona de ardere a volatilelor, ceea ce determină frânarea formării de NO_x.

În cazul arderii combustibililor solizi, gazele rezultate conţin importante cantităţi de cenuşă. Concentraţia acesteia în gazele de ardere depinde în principal de conţinutul de cenuşă al combustibilului - A_i [%] şi de tehnologia de ardere a acestuia.

Pentru cărbunele folosit în cadrul experimentărilor, conţinutul de cenuşă a fost de 11,3 %, iar gradul de antrenare al cenuşii a avut valori mari: 0,85 - 0,95.

Separarea unei cantităţi mai mari de cenuşă în focarele cu arderea cărbunelui în stare pulverizată şi evacuarea cenuşii în stare pulverulentă nu este posibilă.

La cazanul C4 din CET Giurgiu, gazele de ardere sunt trecute prin electrofiltre, instalaţii deosebit de eficiente, cu ajutorul cărora se pot

obţine grade de separare de peste 99 %, chiar şi pentru gazele de ardere ce conţin praf foarte fin.

Soluţia se pretează la cazanele aflate în funcţiune pe lignit, cărora li se pot aplica modificările prezentate.

În urma cercetărilor teoretice şi experimentale efectuate pe cazanul de 420 t/h, cu combustibil huilă, au rezultat următoarele propuneri în vederea creşterii performanţelor şi fiabilităţii acestuia :

1. Reducerea debitului de gaze recirculate la morile de cărbune până la valoarea minimă necesară reglajului şi introducerea restului de gaze recirculate la sfârşitul focarului, în scopul:

- creşterii temperaturii de ardere în focar cu circa 60 °C, cu efecte asupra stabilităţii arderii şi reducerii pierderilor mecanice;
- creşterii concentraţiei de praf, ca urmare a diminuării cantităţii de fluid vehiculat prin moară (creşterea concentraţiei de praf se estimează a fi de circa 20 %);
- asigurării unui reglaj eficient al morii.

Repartizarea debitului de gaze recirculate de la fine cazan va fi de 45 % la mori şi restul de 55 % la sfârşitul focarului.

2. Renunţarea la grătarul de postardere, ca urmare a faptului că debitul de zgură la funcţionarea pe huilă este foarte mic (circa 500 kg/h) faţă de cel de la funcţionarea pe lignit. Particulele de cărbune nu mai ard pe grătar, grătarul devenind o sursă importantă de aer fals pentru cazan.

Eliminarea grătarului va duce la reducerea infiltraţiilor de aer fals, precum şi la eliminarea aerului terţiar de la grătar, care prin redistribuirea ca aer secundar, va duce la îmbunătăţirea funcţionării arzătoarelor de praf, prin creşterea vitezelor şi mărirea cantităţii de aer introdus în zona de ardere efectivă a combustibilului.

3. Înlocuirea integrală a alimentatoarelor de cărbune dimensionate pentru transportul a 50 t/h la funcţionarea pe lignit, cu alimentatoare corespunzătoare unui debit de maximum 14 t/h pentru funcţionarea pe huilă, cu efecte pozitive şi asupra etanşării cazanului.

Prin această măsură se vor reduce infiltraţiile de aer fals în moară şi vor fi reduse, de asemenea, consumurile specifice de energie pentru un kilogram de combustibil transportat.

4. Înlocuirea clapetelor de izolare a arzătoarelor (praf şi păcură) cu clapete realizate într-o soluţie care să asigure etanşarea circuitului la scoaterea din funcţiune a arzătoarelor.

Această prevedere va duce la dirijarea corectă a fluidelor (aer, gaze recirculate) numai la arzătoarele şi morile în funcţiune şi, deci, la un control mai strict al procesului de ardere.

5. Echiparea cazanului cu o instalaţie de suflat funingine cu abur (suflătoare de tip retractabil), pentru drumul I şi II de gaze, în scopul curăţirii suprafeţelor de schimb de căldură.

6. Dotarea cazanului cu o instalaţie de desulfurare a gazelor de ardere, de tip LIFAC, sau de tip WS.

Instalaţia de desulfurare va permite o reducere de SO_2 de la 3897 mg/m^{3*} la valori de sub 1100 mg/m^{3*} (valoare acceptată de legislaţia internă în vigoare).

7. Modernizarea electrofiltrelor pentru funcţionarea pe huilă.

Aplicarea acestor măsuri va crea premisele pentru atingerea următoarelor obiective:

- reducerea la minimum a pătrunderilor de aer fals;
- îmbunătăţirea fineţei de măcinare şi creşterea concentraţiei de praf de cărbune;
- eliminarea la sarcini mai mari de 70 % a adaosului de păcură;
- reducerea consumului de energie electrică pentru serviciile interne ale cazanului.

C. Arderea huilelor energetice prin reconstrucţia definitivă a instalaţiilor de preparare şi ardere.

Această soluţie este aplicabilă la cazanele dotate cu mori MVC 4 şi la cazanele dotate cu mori MV 50 pentru funcţionarea pe combustibil solid - huilă.

Datorită realizării unei fineţi de măcinare mult superioare celei realizate în soluţia de cazan dotat cu mori cu ciocane se preconizează reducerea pierderilor mecanice şi, ca urmare, o creştere de randament cu circa 2%, ajungându-se la un randament de 89, 90 %.

C.1. Instalaţia de preparare a combustibilului solid

Trecerea cazanelor de 420 t/h, proiectate pentru lignit (W_{li} = circa 43 %) pe combustibil superior de tip huilă (W_H = maximum 15 %) impune înlocuirea morilor actuale de tip ventilator (MV50 şi MVC4) cu mori cu strivire. Aceste mori realizează uscarea cărbunelui cu aer preîncălzit până la o anumită umiditate finală (W_f = circa 3 %), realizează granulaţia optimă a prafului de cărbune (R_{90} = 20-25 %), necesară asigurării unei bune stabilităţi a flăcării şi unor condiţii bune de

aprindere şi sunt caracterizate de un timp îndelungat de utilizare a organelor de măcinare.

Pentru realizarea parametrilor nominali, în condiţii de eficienţă sporită, cazanul de 420 t/h se va echipa cu mori similare morilor MIS 650.

La sarcina nominală a cazanului vor fi în funcţiune trei mori şi o moară va fi în rezervă.

Fiecare moară va alimenta patru arzătoare turbionare.

În figurile 1 şi 2 sunt prezentate schemele instalaţiilor de preparare şi ardere ale huilei, în două variante: cu menţinerea actualului preîncălzitor de aer cu două sectoare şi cu preîncălzitor de aer nou, în varianta constructivă cu patru sectoare. Preîncălzitorul de aer cu două sectoare (un sector pentru aer şi un sector pentru gaze arse) este cel care echipează în prezent cazanul de 420 t/h, funcţionând pe huilă.

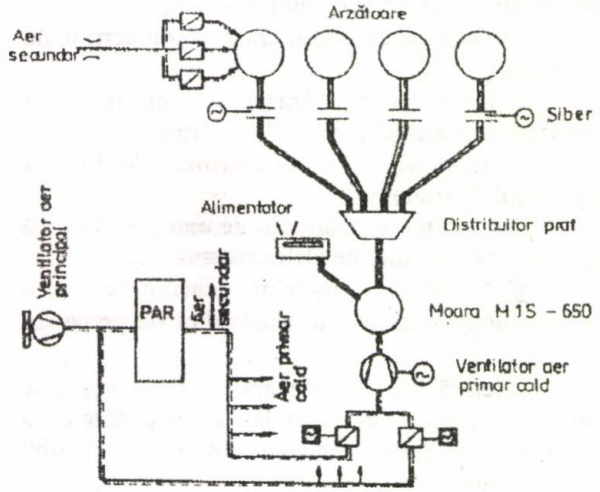


Fig.1. Instalaţie de ardere huilă cu menţinerea preîncălzitorului de aer cu două sectoare.

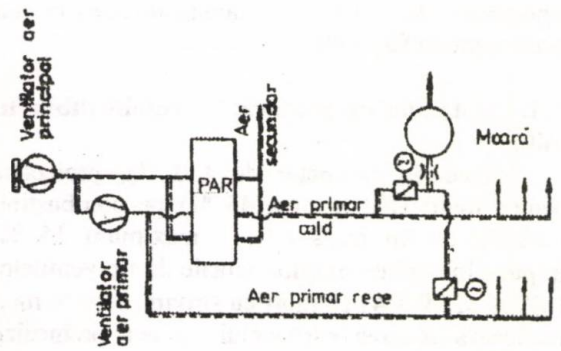


Fig.2. Instalaţie de ardere huilă cu preîncălzitor de aer cu patru sectoare.

Preîncălzitorul de aer cu patru sectoare (un sector pentru gaze de ardere, două sectoare pentru aer secundar şi un sector de aer primar) este propus să echipeze cazanul de 420 t/h funcţionând pe huilă, în varianta mori cu strivire şi arzătoare turbionare. Necesitatea utilizării a două sectoare de aer secundar se impune pentru a reduce infiltraţiile de aer în gazele de ardere, deziderat realizat prin flancarea sectorului de aer primar care are o presiune ridicată, în scopul asigurării transportului prafului de cărbune.

C.2. Instalaţia de ardere a combustibilului solid

Adoptarea soluţiei de preparare a prafului de cărbune cu ajutorul morilor cu strivire permite utilizarea arzătoarelor turbionare cu performanţe ridicate, atât în ceea ce priveşte randamentul arderii (98,5 - 99,5 %), cât şi al reducerii emisiilor de NO_x.

Caracteristica arzătoarelor turbionare o constituie existenţa unuia sau mai multor jeturi aflate într-o mişcare de rotaţie, ceea ce duce la intensificarea arderii, la stabilizarea aprinderii şi scurtarea flăcării, avantaje ce conferă o superioritate netă acestor tipuri de arzătoare.

Arzătoarele turbionare cu dublă treaptă de aer secundar prezintă două fluxuri de aer secundar, dintre care fluxul interior are posibilitatea turbionării variabile, iar fluxul exterior este neturbionat.

Utilizarea a două fluxuri de aer secundar măreşte posibilitatea de reglare a procesului de ardere, respectiv a unghiului de evazare şi a lungimii flăcării, atât la sarcina totală, cât şi la sarcini parţiale.

Din punctul de vedere al măsurilor de protecţie a mediului, adică de reducere a cantităţii de oxizi de azot în gazele de ardere, realizarea procesului de ardere în două etape, prin utilizarea a două fluxuri de aer secundar, este considerată ca una dintre măsurile cu rezultate foarte bune, la nivelul metodelor primare.

Instalaţia de ardere a huilei pentru cazanul de 420 t/h este compusă din 12 arzătoare turbionare, cu dublă treaptă de aer secundar, cu o putere unitară de 28 MWt.

Arzătoarele vor fi amplasate pe două părţi ale focarului, faţă în faţă, câte şase arzătoare pe o parte, dispuse pe două rânduri.

Arzătorul are incorporat injectorul de hidrocarburi.

Viteza de insuflare a aerului primar se va situa în limita 17-19 m/s, cea de insuflare a aerului secundar turbionat va fi de circa 24 m/s, iar a

aerului secundar neturbionat de circa 36 m/s, valori considerate optime pentru acest tip de combustibil.

Aerul necesar arderii prafului de combustibil va fi distribuit astfel :

- debit total de aer de ardere 424940 m^{3*}/h
- debit de aer primar 54000 m^{3*}/h
- debit de aer secundar 323440 m^{3*}/h
- debit de aer terţiar 47500 m^{3*}/h

În cazul în care grătarul de postardere se desfiinţează, necesitatea lui fiind pusă sub semnul întrebării, aerul terţiar va fi introdus în două trepte: una amplasată între primul şi al doilea rând de arzătoare şi cealaltă amplasată deasupra şirului de arzătoare superior.

Aerul terţiar, introdus prin intermediul unor fante va avea următoarele caracteristici:

- debit aer terţiar 2,309 m^3/s
- temperatura 300 °C
- suprafaţa de insuflare 0,058 m^2
- viteza de insuflare 40 m/s

C.3. Bilanţul termic al cazanului

Calculul termic al cazanului de 420 t/h pe huilă, în soluţia constructivă cu mori cu strivire şi arzătoare turbionare, la o sarcină termică de 100 %, a evidenţiat următoarele:

- exces de aer în focar : 1,35
- exces de aer fine cazan: 1,55
- pierderi de căldură :

$q_2 = 7,83\%$

$q_4 = 0,5\ \%$

- recirculare gaze fine cazan: 25,6 m^{3*}/s (19,4 %)

Conversia cazanelor de 420 t/h, proiectate pentru lignit, pe combustibil superior de tip huilă, impune înlocuirea actualelor sisteme de preparare şi ardere cu unele noi, recomandate şi utilizate pe plan mondial.

Astfel, este necesară înlocuirea morilor actuale de tip MVC 4 sau MV 50 cu mori cu strivire (inel şi sfere), care asigură granulaţia optimă a prafului de cărbune şi sunt caracterizate de o durată de utilizare mai îndelungată a organelor de măcinare.

În ceea ce priveşte instalaţia de ardere, utilizarea arzătoarelor turbionare contribuie la creşterea capacităţii de aprindere, la stabilitatea arderii şi la diminuarea emisiilor de NO_x.

Experimentările efectuate pe parcursul a trei ani de zile au permis găsirea soluţiilor celor mai adecvate, în actuala construcţie a cazanului nr.3 din CET Giurgiu, pentru asigurarea unei stabilităţi bune a flacării, a reducerii pierderilor mecanice, anularea aportului de hidrocarburi pe domeniul de sarcini 80 - 100 %, precum şi creşterea randamentului termic al cazanului, utilizând morile şi arzătoarele modificate.

Valorificarea rezultatelor obţinute în urma cercetărilor teoretice şi experimentale întreprinse în cadrul acestei lucrări, poate fi extinsă în viitor la verificarea şi optimizarea cazanelor care funcţionează pe combustibil solid, precum şi la elaborarea noilor soluţii constructive pentru cazanele ce urmează să fie proiectate şi retehnologizate.

Soluţia se pretează la cazanele aflate în construcţie.

Conversia cazanelor proiectate pentru lignit pe combustibil superior de tip huilă, în această soluţie, impune înlocuirea actualelor sisteme de preparare şi ardere cu unele noi, recomandate şi utilizate pe plan mondial.

Înlocuirea morilor actuale, de tip ventilator (MV sau MVC) cu mori cu strivire (inel şi sfere), asigură prafului de cărbune o granulaţie optimă şi timp mai îndelungat de utilizare a organelor de măcinare.

În ceea ce priveşte instalaţia de ardere, utilizarea arzătoarelor turbionare sărace în NO_x contribuie la creşterea capacităţii de aprindere, la stabilitatea arderii şi la diminuarea emisiilor de NO_x.

Avantajele acestei soluţii sunt :

- randament de funcţionare mărit, circa 90 %;
- eliminarea consumului de hidrocarburi în tot domeniul de funcţionare, în condiţiile menţinerii benzii de calitate a combustibilului;
- consumuri de energie pentru scopuri proprii diminuate cu circa 66 % faţă de cele consumate la funcţionarea pe lignit;
- diminuarea emisiilor de NO_x în limitele impuse de reglementările în vigoare, prin organizarea corespunzătoare a recirculării gazelor de ardere în focar şi arderea în trepte (măsuri primare).

Referent: ing. Marcel Constantin - RENEL - GSCI

(Primit la 17 iulie 1996, acceptat la 23 iulie 1993) ❐

ANALIZA TEORETICĂ ŞI EXPERIMENTALĂ A PERFORMANŢELOR TERMOGAZODINAMICE ŞI ANTICOROSIVE ALE PREÎNCĂLZITOARELOR DE AER NECONVENŢIONALE (CERAMICE)

Ing. RADU FLORESCU* ; conf.dr.ing.TUDOR PRISECARU**; prof.dr.ing.LUCIAN MIHĂESCU**;
prof. dr. ing.CONSTANTIN NEAGA**; ing. MĂLINA PRISECARU**

Lucrarea prezintă cercetările teoretice şi experimentale comune SC ICPET Cercetare SA - UPB, Facultatea de Mecanică, Catedra de Utilaj Energetic Clasic şi Nuclear, privind caracteristicile termice şi gazodinamice ale unui modul de preîncălzitor de aer regenerativ din blocuri ceramice de cordierit, precum şi prelucrarea numerică a rezultatelor experimentale, cu prezentarea relaţiilor criteriale de calcul termic şi a nomogramelor aferente.

The paper presents the joint theoretical and experimental research developed by SC ICPET Cercetare SA and the Mechanics Faculty, Conventional Power and Nuclear Equipment Department regarding the thermal and gasodynamics characteristics of a regenerative airpreheater module of ceramic units of cordierite as well as the experimental results of the digital processing. At the same time the criteria based relationnships for the thermal calculation and the corresponding charts are also presented.

Descriptori: centrale termoelectrice, schimbătoare de căldură

Introducere

Prezenta lucrare încheie un ciclu de cercetări experimentale privind problematica transferului de căldură, a pierderilor de presiune şi a reducerii coroziunii la preîncălzitoarele de aer regenerative (PAR).

Cercetarea fenomenelor termogazodinamice din PAR, cu umplutură clasică din tablă ondulată folosind sisteme moderne de achiziţie şi prelucrare on-line a datelor, precum şi analiza computerizată, prin softuri originale, a rezultatelor măsurătorilor, a constituit o premieră în cercetarea fenomenelor de transfer de căldură la PAR în ţara noastră.

Pe baza datelor experimentale obţinute pe standul experimental construit în SC. ICPET Cercetare SA, stand ce reproduce parametrii uzuali ai fluidelor de lucru pentru instalaţiile industriale (temperaturi, debite, viteze de rotaţie etc.), s-au construit nomograme de calcul şi relaţii criteriale, având la bază mii de cicluri de funcţionare, nomograme ce pot sta la baza proiectării cu date reale a preîncălzitoarelor de aer regenerative. (Se ştie că, până acum, nomogramele cu ajutorul cărora se determină coeficientul global de transfer de căldură la PAR, erau date furnizate de firmele constructoare, fără precizarea modului de determinare a acestora, fiind folosite ca atare în activitatea de proiectare).

Următoarea etapă a cercetărilor a vizat evitarea coroziunii la partea "rece" a preîncălzitoarelor de aer regenerative, locul unde acţiunea acidului sulfuric asupra pachetelor de tablă ale umpluturii este deosebit de agresivă.

În acest stadiu al cercetărilor s-au urmărit fenomenele termogazodinamice ce apar într-un pachet PAR din tablă emailată, stratul de email fiind termorezistent şi anticorosiv*.

S-a folosit un email românesc, uşor aplicabil pe tablă, cu un preţ de cost redus, din producţia curentă a SC POLICOLOR SA.

Rezultatele experimentărilor au arătat că, din punctul de vedere al transferului de căldură, emailarea tablelor nu duce la o modificare a regimurilor PAR-ului, răspunsul final fiind dat de proba de anduranţă. (Menţionăm în acest sens că un pachet de PAR umplut cu tablă emailată se află în probe de anduranţă la CET-Sud).

Lucrarea de faţă prezintă rezultatele cercetărilor experimentale asupra unui pachet

* S.C. ICPET Cercetare S A, Bucureşti
** Universitatea "Politehnica", Bucureşti

* Florescu, R., s.a. Experimentări pe stand preîncălzitor de aer regenerativ cu umpluturi speciale şi concluzii. Lucrare internă ICPET 1993

ceramic din cordierit, soluţie tehnică pentru umpluturi PAR deosebit de atragătoare, dacă avem în vedere numai durata de viaţă de circa 2-5 ori mai mare decât a pachetelor metalice, greutatea redusă la aproape jumătate şi preţ de cost comparativ.

Din datele pe care le avem la dispoziţie, este pentru prima dată când se abordează această problemă la dimensiuni reale pentru un pachet PAR, având şi o geometrie originală, dar care, din punctul de vedere al diametrului hidraulic echivalent şi al suprafeţei de transfer de căldură, se apropie de caracteristicile tablelor ondulate clasice ale PAR-ului. De menţionat că realizarea cordieritului ca material pentru umpluturi rezistente la coroziune, brevetat de un colectiv al laboratorului de ceramică din SC ICPET SA-Bucureşti, s-a făcut la solicitarea şi cu sprijinul nemijlocit al ICEMENERG (în prezent GSCI) Bucureşti, care a avut şi un program de cercetări folosind cordierit sub formă de plăci [5].

1. Instalaţia experimentală

1.1. Descrierea instalaţiei experimentale

După cum se poate observa din figura 1, standul experimental este alcătuit din următoarele principale părţi componente:

a) generatorul de gaze arse, compus dintr-o cameră de combustie pe CH4, cu pereţii răciţi cu aer şi o manta exterioară prin interiorul căreia circulă aerul necesar reglării temperaturii agentului "cald". Generatorul de gaze arse poate produce circa 7500 m^{3*} /h de gaze la temperaturi până la maximum 773 K;

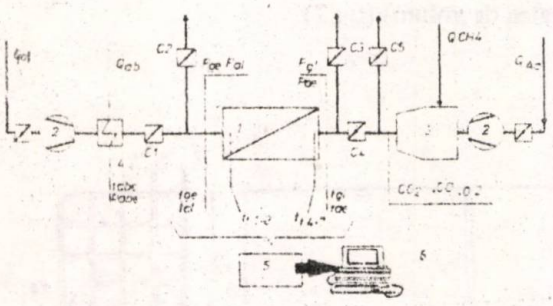


Fig.1. Schema şi sistemul de măsură. Standul experimental PAR: 1 - modul experimental PAR; 2 - ventilatoare de aer; 3 - generator gaze arse; 4 - calorifer aer; 5 - placa de interfaţă achiziţionare date; 6 - calculator PS/AT.

* m^3 în condiţii normale de temperatură şi presiune (în toată lucrarea

b) modulul experimental PAR, de formă paralelipipedică, dimensiunile 500x500x1200 mm, perfect izolat termic (cu azbest, vată minerală şi protecţie mecanică), umplut cu blocuri ceramice;

c) sistemul de clapete şi canale, de evacuare alternativă a aerului preîncălzit sau a gazelor arse. Clapetele sunt acţionate pneumatic, prin intermediul unor cilindrii cu dublă reacţie, sensul fiind dat de un sistem de electroventile cu trei căi:

d) V1 - ventilator de aer "rece", V2 - ventilator de aer "cald", necesar arderii şi reglării temperaturii gazelor arse;

e) sistem de clapete şi robineţi, acţionate cu servomecanisme, prin intermediul cărora se reglează debitul agentului rece şi a celui cald;

f) panou electric forţă şi automatizare.

1.2. Schema şi sistemul de măsură ale instalaţiei experimentale

Standul experimental este dotat cu un sistem complex de măsură a parametrilor fluidelor de lucru, astfel:

1. Pe partea agentului cald se măsoară
   - debitul de aer necesar arderii, [m^{3*}/h]
   - debitul de gaz metan, [m^{3*}/h]
   - temperatura gazelor arse, [K]
   - presiunea statică în canal, [mmH_2O]
2. Pe partea aerului "rece"
   - debitul [m^{3*}/h]
   - temperatura [°C]
3. Pe modulul experimental PAR se măsoară:

- la intrare, respectiv la ieşire:
  - temperatura : gaze arse, [K]
  - presiunea : gaze arse, [Pa]
  - temperatura peretelui blocurilor ceramice PAR, [K]
- în mijlocul modulului PAR:
  - temperatura fluidului, [K]
  - temperatura peretelui blocurilor ceramice [K]

Semnalele primite de la traductoare în sistem unificat (4 - 20 mA) sunt preluate de sistemul de achiziţie şi prelucrare on-line a datelor şi printr-un soft dedicat sunt prelucrate în mărimi fizice şi stocate în fişiere, putând fi afişate la cerere. Când se doreşte schimbarea regimului de funcţionare, se acţionează prin telecomandă asupra elementelor de execuţie (servo-motoare), urmărind pe displayul calculatorului variaţia parametrilor

(debitelor) în mărimi fizice, până se ajunge la regimul propus.

1.3. Sistemul de achiziţie şi prelucrare on-line a datelor

Pentru sistemul de măsurare şi prelucrare a parametrilor măsuraţi în instalaţia experimentală dispunem de o arhitectură hardware configurată în jurul unui calculator tip PC/AT, folosind pentru sistemul de achiziţie date, plăci "plug-in" şi module interne specializate , echipamentul necesar fiind procurat din ţară. Avantajul acestei soluţii rezidă în :

- raport performanţă/preţ de cost optim la nivelul actual de dotare a instalaţiei experimentale;
- posibilitatea de dezvoltare ulterioară a structurii, pe măsura apariţiei unor noi cereri de experimentare sau dezvoltării ulterioare a schemei de măsură şi control a instalaţiei;
- posibilitatea de elaborare software dedicat aplicaţiei cerute.

Structura este bazată pe o arhitectură IBM PC/AT compatibilă, configurată ca un sistem de măsură, achiziţie şi prelucrare on-line a datelor pentru o aplicaţie de nivel mic (32-64 canale analogice), care necesită măsurători precise şi mai ales o analiză rapidă a datelor .

Pentru analiza on-line a datelor şi stocarea pe disc, pentru prelucrarea ulterioară (bilanţuri, raportări etc.), software-ul de aplicaţii asigură:

- selecţia, verificarea şi calibrarea canalelor analogice;
- achiziţia datelor, procesarea primară (filtrare software, liniarizare) şi validarea lor;
- crearea şi actualizarea bazei de date;
- analiza, prelucrarea primară şi afişarea rezultatelor.

1.4. Schema de funcţionare a standului experimental

Deşi instalaţia experimentală este complexă prin concepţia şi soluţia constructivă adoptată, conducerea întregului proces de experimentări reglarea tuturor mărimilor de intrare, achiziţia şi prelucrarea datelor experimentale se fac din camera de comandă a standului cu ajutorul calculatorului (ca element de control al procesului) şi al panoului de comandă a elementelor de execuţie - pentru variaţia parametrilor de intrare (debite aer rece-gaze arse, temperaturi etc.).

Conceput pentru studiul fenomenelor de transfer de căldură la preîncălzitoarele de aer regenerative (putând fi folosit, cu modificări minime, şi pentru studiul experimental al cărui tip de transfer de căldură convectiv la medii gazoase sau bifazice gaz-solid), standul experimental asigură reproducerea fidelă a fenomenelor termogazodinamice din preîncălzitoarele de aer regenerative uzual folosite la cazanele energetice din ţara noastră. Astfel, modulul experimental, de dimensiuni 1200 x 500 x 500 mm permite o reproducere la scara 1/1 a unui pachet dintr-un PAR de dimensiuni reale pentru cazane de până la 1035 t/h.

Simularea rotirii PAR-ului se realizează prin sistemul de clapete acţionate pneumatic, comandate de calculator.

Reglajul parametrilor fluidelor de lucru (gaze arse, aer "rece", gaz metan) se realizează din camera de comandă, cu ajutorul unor servoclape telecomandate.

Orice modificare accidentală a regimului de lucru sau a parametrilor fluidelor se poate imediat observa pe displayul calculatorului, care face înregistrarea on-line din 0,5 în 0,5 s (rata de achiziţie putând fi modificată după dorinţă).

2. Modulul experimental

2.1. Caracteristici geometrice

Blocul ceramic, fabricat ca lot experimental de ICPET Cercetare SA, se aseamănă ca geometrie cu unele modele studiate de alţi cercetători*, dar, prin dimensiunile reduse ale pereţilor despărţitori, are caracteristici superioare (suprafaţă de transfer de căldură mai mare pe unitatea de volum) (fig.2).

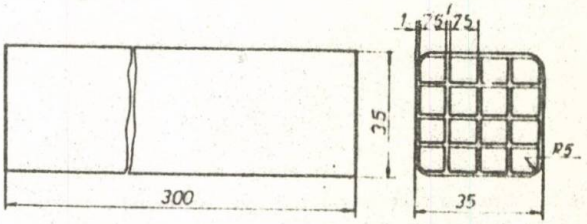


Fig.2

* Florescu, R. ş.a. Studiu privind procesele de coroziune la suprafeţele finale de schimb de căldură în instalaţii termoenergetice. Lucrare internă ICPET SA. Bucureşti, 1994.

Blocurile ceramice au deci formă paralelipipedică cu lungimea de 300 mm şi secţiunea pătrată, cu latura de 35 mm.

În blocul ceramic sunt practicate 16 canale cu secţiune pătrată, cu latura de aproximativ 7,5 mm, iar peretele are grosime de 1,1-1,3 mm (vezi fig.2).

Dacă lungimea şi mărimea laturii blocului ceramic sunt limitate din punct de vedere tehnologic (de execuţie), dimensiunea canalului a fost determinată de necesitatea unui diametru echivalent cât mai apropiat de cel al tablelor ondulate- 8,76 mm*, pentru a evita pierderi de presiune exagerate la trecerea fluidelor de lucru prin modulul PAR ceramic. S-au montat 676 astfel de blocuri ceramice (13 x 13 x 4), fiecare având dimensiunea arătată mai sus.

Toate suprafeţele laterale (exterioare) sunt izolate cu plăci de azbest, iar în zona capacului (la partea superioară) s-a prevăzut suplimentar o saltea de vată minerală, atât pentru izolaţia termică, cât şi pentru a fixa blocurile ceramice între ele.

2.2. Caracteristici chimice şi termo-fizice ale blocurilor ceramice

Materialul ceramic este de tip cordierit, având componentul mineralogic principal aluminosilicatul de magneziu : 2 MgO . 2 Al2O3. 5 SiO2.

Compoziţia oxidică este: SiO2: 45 - 55 %; Al2O3:25 - 35 %; MgO: 10 - 20 %

- conductivitate termică la 20 - 100°C: 1,2 - 2,0 [W/mK];
- difuzivitate termică: (2,5-7).10-4 [m^2/h];
- densitate: minimum 1,40 [g/cm^3];
- porozitate : maximum 35 %;
- rugozitate: maximum 10 μm.
- căldură specifică medie (calculată la compoziţia elementară: 273K - 0,73 [KJ/kgK]; 373K - 0,9 ; 473K - 0,8 ; 773K - 1,19 .

Spre comparaţie, prezentăm în tabelul 1 valorile densităţii, ale conductivităţii termice şi ale căldurii specifice a componentelor cordieritului şi oţelului.

Tabelul 1

Materialul	t[K]	ρ[kg/m³]	λ[W/mK]	C_p[kJ/kgK]
Al_2O_3[100%]	273,15	3750	20,934	0,670
	293,15		-	0,754
	373,15		-	0,921
	473,15		10,700	-
	673,15		7,908	-
	773,15		-	1,172
SiO_2[95%]	273,15	1900	1,070	0,712
	293,15		-	0,745
	373,15		-	0,854
	473,15		1,163	-
	673,15		1,279	-
	773,15		-	1,210
MgO[100%]	273,15	3500	43,31	0,946
	293,15		-	0,963
	373,15		-	1,013
	473,15		25,586	-
	673,15		16,282	-
	773,15		-	1,185
Oţel[0,1%C]	293,15	7850	-	0,461
	393,15		52,335	-
	693,15		44,194	-

* Datele au fost furnizate de executantul blocurilor ceramice.

În urma testelor efectuate de un colectiv de specialişti de la ICEMENERG (actualul GSCI) [5] rezultă că materialul din cordierit are o rezistenţă la acţiunea acidului sulfuric deosebit de ridicată (99 %), o bună rezistenţă la şoc termic, iar absorbţia apei este redusă (0,2 %). Aceeaşi specialişti estimează că rezistenţa mecanică şi fizică poate ajunge la 14 000 -17 000 ore de funcţionare într-un preîncălzitor de aer regenerativ la un cazan funcţionând pe păcură sulfuroasă şi gaze naturale.

3. Experimentări

La alegerea regimurilor de lucru s-a plecat de la următoarele premise:

- analiza regimurilor caracteristice de funcţionare ale cazanelor (sarcina nominală, medie şi minimă) ţinând cont de faptul că raportul între debitul de gaze arse şi debitul de aer rece este în mod obişnuit 1/1,54 [1], iar raportul dintre timpii

* Florescu, R. ş.a. Experimentări pe stand preîncălzitor de aer regenerativ cu umpluturi speciale şi concluzii. Lucrare internă ICPET 1993.

de încălzire şi cei de răcire de 9/13 (având în vedere poziţia canalelor de intrare/ieşire a gazelor arse, respectiv aerului rece).

S-au luat în consideraţie patru viteze de rotaţie ce corespund unor timpi de încălzire/răcire prezentaţi în tabelul 2.

Tabelul 2

Nr. crt.	Timp încălzire τ_i (s)	Timp răcire τ_r (s)	Turaţie PAR n (rot/min)
1	4	6	6
2	6	8	4
3	10	15	2,4
4	20	29	1,22

Valorile inferioare ale vitezei de rotaţie nu sunt uzuale pentru PAR-urile cu umpluturi metalice, dar constituie regimuri caracteristice pentru umplutura ceramică. Au rezultat astfel 48 de regimuri de funcţionare ai căror parametrii sunt prezentaţi în anexa 1.

4. Principiile utilizate la procesul de prelucrare matematică a datelor experimentale

Având în vedere exeperienţa dobândită în lucrările anterioare, executate pe acelaşi stand experimental, s-a pornit de la prezumţia de bază că dispersia valorilor măsurate se va caracteriza prin aceeaşi parametri (momente specifice, covariantă specifică etc.).

Din acest motiv s-a apelat la tipuri de funcţii de aproximare identice cu cele deja folosite, cu adăugirea unui parametru important, şi anume turaţia preîncălzitorului, care în acest caz prezintă o mare importanţă datorită inerţiei termice sensibil mai mari a ceramicii faţă de tabla metalică.

În acest sens s-a ales drept deziderat construirea unei relaţii de calcul pentru coeficientul de transfer termic convectiv de tipul:

$$\alpha = a \cdot \frac{l}{d_h} Re^b \cdot Pr^c \cdot n^d,$$

unde:

a,b,c,d sunt - coeficienţi care urmează a fi determinaţi;

λ - conductivitatea termică a gazelor respective, (W/mK);

d_h - diametrul hidraulic de curgere a fluidului, (m);

Re - numărul Reynolds;

Pr - numărul lui Prandtl;

n - turaţia preîncălzitorului, (rot/min).

Tot în baza acestei relaţii, ce urmează a fi determinată atât pentru aer, cât şi pentru gaze de ardere, se va construi şi câte o nomogramă de calcul utilă pentru calculele de proiectare.

Datele experimentale culese au fost următoarele: debitele de aer de preîncălzit, debitele de gaze combustibile folosite, debitele de aer de răcire pentru gazele combustibile arse, temperaturile gazelor de ardere la intrarea în modul, la ieşirea din modul, temperaturile aerului de preîncălzit la intrarea în modul, la ieşirea din modul, precum şi la mijlocul modulului. Debitele de gaze şi aer s-au determinat pe cale indirectă, prin intermediul măsurării unei căderi de presiune pe traseul respectiv.

În urma calculelor au rezultat următoarele relaţii pentru numerele Nusselt pentru aer:

$$Nu_a = 0.611 \frac{Re^{0.518} Pr^{5.211}}{n^{0.414}}$$

şi Nusselt pentru gaze de ardere:

$$Nu_g = 0.111 \frac{Re^{0.624} Pr^{3.305}}{n^{0.274}}$$

pentru ca apoi să rezulte pentru coeficientul de transfer termic convectiv posibilitatea de evaluare prin relaţia clasică:

$$\alpha = Nu\, \lambda / d_h$$

O altă etapă a constituit-o construcţia graficelor de rezultate unde se prezintă şi modul în care s-au aproximat valorile lui Nusselt prin funcţiile mai sus construite.

Ultima a constat în construcţia nomogramelor de calcul rapid (fig. 3 şi 4), unde pe axa intermediară s-a reprezentat numărul Nusselt în condiţii statice, în funcţie de Reynolds şi de Prandtl, iar pe cadranul al doilea s-a reprezentat valoarea totală a lui Nusselt în funcţie de turaţia preîncălzitorului.

AER

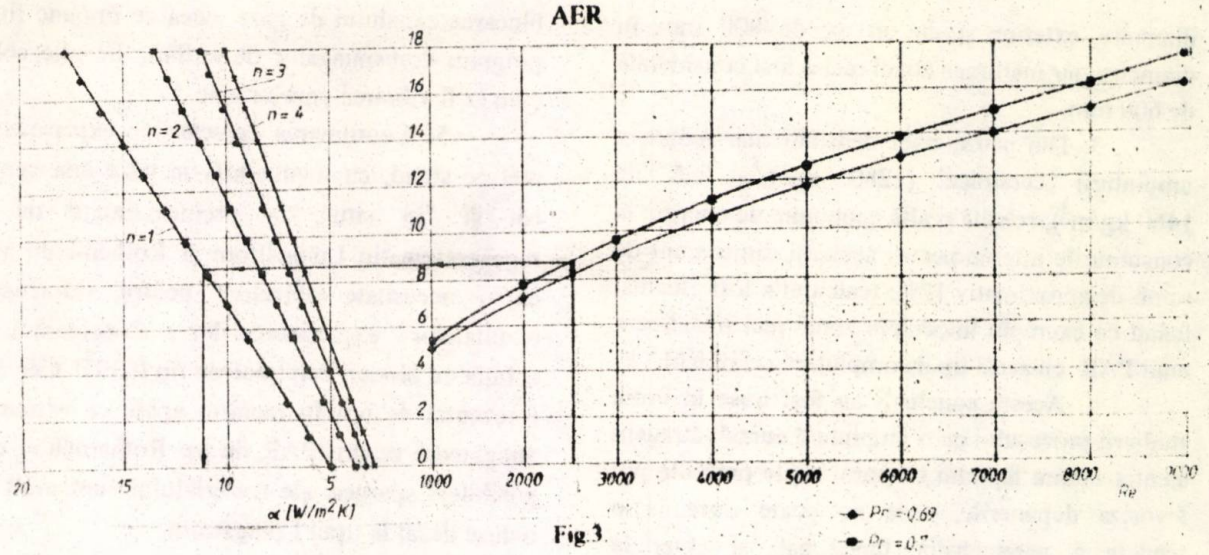


Fig.3.

GAZE

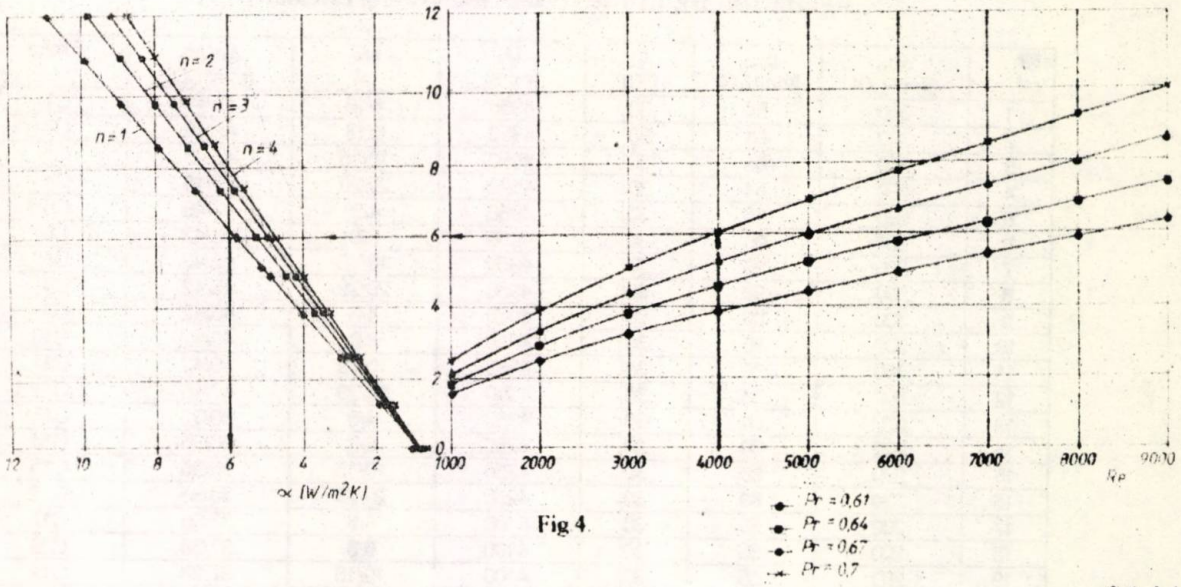


Fig.4.

Tabelul 1

Valori comparative pentru coeficientul de transfer termic convectiv [W/m²K]

Temperatura	Ceramica		Tabla emailată	
(K)	aer	gaze	aer	gaze
473	22,84	20,68	22,17	25,43
673	32,53	25,24	22,33	25,02

Concluzii

1. Valorile mărimilor care caracterizează transferul de căldură de la gaze la umplutura ceramică şi în continuare de la aceasta la aerul de preîncălzit sunt comparabile, sensibil egale cu cele de la umplutura din tablă lisă sau ondulată, emailată sau nu, pentru acest diametru echivalent de curgere (7 mm) şi pentru acest domeniu de temperaturi 373 - 573 K.

În tabelul 3 se prezintă, în valori comparative, coeficientul de transfer termic convectiv α(W/m2K), determinat experimental :

2. Inerţia termică a umpluturii este sensibil mai mare la cea de tip ceramic, ceea ce face posibilă utilizarea unor turaţii mai reduse cu cel puţin 10%, conducând la economii de energie în consumurile interne cu aproape 23%. Calculul s-a efectuat considerându-se un rotor de 6000 mm

diametru exterior şi cu un ax de 800 mm în diametru, iar înălţimea zonei reci a fost considerată de 600 mm.

3. Din cauza unei densităţi mai reduse a umpluturii ceramice (1280 kg/m^3, faţă de 1460 kg/m^3), rezultă o altă economie de energie la consumurile interne pentru aceleaşi dimensiuni de rotor, de aproximativ 12%; (calculul a fost efectuat luând ca exemplu înlocuirea zonei reci metalice a unui PAR cu acest tip de umplutură ceramică).

4. Aceste concluzii au fost trase în urma studierii procesului cu o umplutură curată; atragem atenţia asupra faptului că porozităţile prezente pot favoriza depunerile, ceea ce poate duce la o scădere a parametrilor funcţionali şi chiar la blocarea canalului de gaze, ceea ce impune fie un program corespunzător de suflări, fie alte soluţii cum ar fi vibrarea gazelor arse.

5. Continuarea cercetărilor experimentale atât pe stand, cu mediu bifazic gaze arse-cenuşă, cât şi "in situ", la preîncălzitoare de aer regenerative tip Ljüngström şi Rothemühle apare ca o necesitate obiectivă pentru valorificarea rezultatelor experimentărilor. Considerăm că soluţia cu blocuri ceramice de tip ICPET Cercetare (prezentat de noi în lucrare) apare ca extrem de atragătoare pentru PAR de tip Rothemühle, unde posibilele spargeri ale materialului sunt mult mai reduse decât la tipul Ljüngström.

ANEXA 1

REGIMURI DE LUCRU (valori măsurate şi calculate)

Nr. crt.	Δp_{ar} [mmH$_2$O]	p_{stvar} [mmH$_2$O]	t_{ar} [°C]	D_{ar} [m^3/h]	τ_i/τ_r [s]	$\Delta p_i/\Delta p_r$ [mmH$_2$O]	Proba
1	300	84	30	4950	4/16	47/48	C1
2	300	84	30	4950	6/18	47/48	C2
3	300	84	30	4950	10/15	47/48	C3
4	300	84	30	4950	20/29	47/48	C4
5	300	85	30	4950	4/6	47/46	C5.1
6	300	90	30	4950	6/8	46/42	C6
7	300	90	30	4950	10/15	46/42	C7
8	300	90	30	4950	20/29	46/42	C8
9	300	90	30	4950	4/6	46/42	C9
10	300	90	30	4950	6/8	46/42	C10
11	300	90	30	4950	10/15	46/42	C11
12	300	83	30	4950	20/29	47/43	C12.1
13	220	60	30	4950	4/6	30/35	C13
14	220	60	30	4250	6/8	30/35	C14
15	220	60	30	4250	10/15	30/35	C15
16	220	60	30	4250	20/29	30/35	C16
17	200	55	30	4100	4/6	37/38	C17
18	200	55	30	4100	6/8	37/38	C18
19	200	55	30	4100	10/15	37/38	C19
20	200	55	30	4100	20/29	37/38	C20
21	195	55	30	4000	4/6	33/32	C21
22	195	55	30	4000	6/8	33/32	C22
23	195	55	30	4000	10/15	33/32	C23
24	195	55	30	4000	20/29	33/32	C24
25	122	34	30	3200	4/6	20/22	C25
26	122	34	30	3200	4/8	20/22	C26
27	122	34	30	3200	10/15	20/22	C27
28	122	34	30	3200	20/29	20/22	C28
29	126	36	30	3200	4/6	25/23	C29
30	126	36	30	3200	6/8	25/23	C30
31	126	36	30	3250	10/15	25/23	C31
32	126	36	30	3250	20/29	25/23	C32
33	126	36	30	3250	4/6	19/20	C33
34	126	36	30	3250	6/8	19/20	C34
35	126	36	30	3250	10/15	19/20	C35
36	126	36	30	3250	20/29	19/20	C36
37	45	13	30	2000	4/6	13/18	C37.2
38	45	13	30	2000	6/8	13/18	C38.1

ANEXA 1 (continuare)

Nr. crt.	Δp_{ar} [mmH_2O]	$p_{st,ar}$ [mmH_2O]	t_{ar} [°C]	D_{ar} [m^3/h]	τ_i/τ_r [s]	$\Delta p/\Delta p_r$ [mmH_2O]	Proba
39	45	13	30	2000	10/15	13/18	C39.1
40	45	13	30	2000	20/29	13/18	C40.1
41	46	14	30	2000	4/6	11/12	C41
42	46	14	30	2000	6/8	11/12	C42
43	46	14	30	2020	10/15	11/12	C43
44	46	14	30	2020	20/29	11/12	C44
45	46	14	30	2020	4/6	11/12	C45
46	46	14	30	2020	6/8	11/12	C46
47	46	14	30	2020	10/15	11/12	C47
48	46	14	30	2020	20/29	11/12	C48

* m^3 în condiţii normale de presiune şi temperatură

ANEXA 2

Nr. crt.	$\Delta p_{a,ar}$ [mmHg]	$p_{ST,a,ar}$ [mmH_2O]	$t_{a,ar}$ [°C]	$D_{a,ar}$ [m^3/h]	Δp_{CH4} [mmH_2O]	$p_{st,CH4}$ [mmH_2O]	t_{CH4} [°C]	D_{CH4} [m^3/h]	Proba
1	86	50	30	7500	460	0,26	30	45	C1
2	86	50	30	7500	460	0,26	30	45	C2
3	86	50	30	7500	460	0,26	30	45	C3
4	86	50	30	7500	460	0,26	30	45	C4
5	85	50	30	7450	360	0,22	30	40	C5.1.
6	85	50	30	7450	445	0,19	30	44	C6
7	85	50	30	7450	445	0,19	30	44	C7
8	85	50	30	7450	445	0,19	30	44	C8
9	85	50	30	7450	120	0,21	30	25	C9
10	85	50	30	7450	120	0,21	30	25	C10
11	85	50	30	7450	120	0,21	30	25	C11
12	86	50	30	7500	220	0,23	30	33	C12.1
13	50	35	30	5900	267	0,12	30	35	C13
14	50	35	30	5900	267	0,12	30	35	C14
15	50	35	30	5900	267	0,12	30	35	C15
16	50	35	30	5900	267	0,12	30	35	C16
17	54	37	30	5900	320	0,14	30	37	C17
18	54	37	30	6000	320	0,14	30	37	C18
19	54	37	30	6000	320	0,14	30	37	C19
20	54	37	30	6000	320	0,14	30	37	C20
21	51	36	30	5950	120	0,16	30	25	C21
22	51	36	30	5950	120	0,16	30	25	C22
23	51	36	30	5950	120	0,16	30	25	C23
24	51	36	30	5950	120	0,16	30	25	C24

*m^3 în condiţii normale de temperatură şi presiune

ANEXA 3

Nr. crt.	$\Delta p_{a,ar}$ [mmHg]	$p_{st,a,ar}$ [mmH_2O]	$t_{a,ar}$ [°C]	$D_{a,ar}$ [m^3/h]	Δp_{CH4} [mmH_2O]	$p_{st,CH4}$ [mmH_2O]	t_{CH4} [°C]	D_{CH4} [m^3/h]	Proba
1	28	22	35	4450	260	0,11	30	35	C25
2	28	22	35	4450	260	0,11	30	35	C26
3	28	22	35	4450	260	0,11	30	35	C27
4	28	22	35	4450	260	0,11	30	35	C28
5	32	22	30	4700	120	0,21	30	25	C29
6	32	22	30	4700	120	0,21	30	25	C30
7	32	22	30	4700	120	0,21	30	25	C31
8	32	22	30	4700	120	0,21	30	25	C32
9	32	22	30	4700	24	0,20	30	10	C33
10	32	22	30	4700	24	0,20	30	10	C34
11	32	22	30	4700	24	0,20	30	10	C35
12	32	22	30	4700	24	0,20	30	10	C36
13	11	10	30	2900	70	0,26	30	20	C37.2
14	11	10	30	2900	70	0,26	30	20	C38.1
15	11	10	30	2900	70	0,26	30	20	C39.1

Nr crt.	$\Delta p_{a,ar}$ [mmHg]	$p_{st,a,ar}$ [mmH_2O]	$t_{a,ar}$ [°C]	$D_{a,ar}$ [m^{3*}/h]	Δp_{CH4} [mmH_2O]	$p_{st,CH4}$ [mmH_2O]	t_{CH4} [°C]	D_{CH4} [m^{3*}/h]	Proba
16	11	10	30	2900	70	0,26	30	20	C40.1
17	11	11	30	2900	75	0,205	30	21	C41
18	11	11	30	2900	75	0,205	30	21	C42
19	11	11	30	2900	75	0,205	30	21	C43
20	11	11	30	2900	75	0,205	30	21	C44
21	11	11	35	2900	10	0,235	30	8	C45
22	11	11	35	2900	10	0,235	30	8	C46
23	11	11	35	2900	10	0,235	30	8	C47
24	11	11	35	2900	10	0,235	30	8	C48

ANEXA 4

Notaţii folosite:

Δp_{aer} - căderea de presiune pe tubul Venturi la aer ardere, în mmHg ;
$p_{st.a.ar}$ - presiune statică aer ardere , mmH_2O ;
$t_{a,ar}$ - temperatură intrare aer ardere în tubul Venturi, în °C ;
$D_{a,ar}$ - debit aer ardere, în m^{3*}/h;
Δp_{CH4} - căderea de presiune pe diafragma de gaz metan, în mmH_2O ;
$p_{st.CH4}$ - presiune statică gaz metan, în bar ;
t_{CH4} - temperatură gaz metan, în °C;
D_{CH4} - debit gaz metan, în m^{3*}/h;
Δp_{ar} - cădere de presiune pe tubul Venturi la aer rece, în mmH_2O;
$p_{st,ar}$ - presiune statică aer rece, în mmH_2O;
t_{ar} - temperatură aer rece la intrare în tubul Venturi, în °C ;
D_{ar} - debit aer rece, în m^{3*}/h;
τ_i - timp încălzire, în s ;
τ_r - cădere presiune pe modul PAR la încălzire, în mmH_2O;
Δp_r - cădere presiune pe modul PAR la răcire, în mmH_2O.

BIBLIOGRAFIE

[1] Schroder, K. *Centrale termoelectrice de putere mare, vol.III.* Editura Tehnică, Bucureşti, 1971.

[2] Raznjevic, K *Tabele şi diagrame termodinamice*, Editura Tehnică, Bucureşti, 1878.

[3] Schack, A. *Industrial heat transfer*, Champman and Hall Ltd., London, 1965.

[4] *** VDI - Wärmeatlas, VDI - Verlag, 6, erw, Aufl., 1991

[5] Roşu, A. ş.a. *Tipuri noi de preîncălzitoare de aer cu comportare îmbunătăţită la coroziune*. In: vol. "Sesiunea jubiliară de comunicări ICEMENERG", mai,1995.

La elaborarea prezentei lucrări au fost folosite şi următoarele studii nepublicate:

- Florescu, R. ş.a. *Definitivarea schemei şi sistemului de măsură la PAR*. Lucrare ICPET-SA, Bucureşti, 1992.
- Florescu, R. ş.a. *Execuţie stand preîncălzitoare de aer confecţionate din materiale neconvenţionale, rezistente la coroziune*. Lucrare ICPET, Bucureşti, iunie 1994.
- Florescu, R. ş.a. *Definitivarea schemei şi sistemului de măsură la PAR*. Lucrare ICPET, Bucureşti, martie1992.

Referent: ing. Anton Roşu - GSCI

(Primit la 17 iulie 1996, acceptat la 31 iulie 1996)

ASUPRA ÎNTOCMIRII STUDIILOR DE FEZABILITATE PRIVIND PROIECTELE ENERGETICE

dr. ing. DAN PILLAT *

Studiul de fezabilitate reprezintă principala documentaţie care stă la baza luării deciziilor privind realizarea de investiţii noi sau modernizarea instalaţiilor existente în domeniul producerii energiei electrice şi termice.

Numai abordarea judicioasă a specificităţii proiectului, cu considerarea diversităţii aspectelor pe care acesta le comportă, cât şi utilizarea criteriilor adecvate de evaluare pot conduce la obţinerea de rezultate şi concluzii corecte în urma studiului. Îndeplinirea acestor cerinţe depinde în mare măsură de abilitatea şi experienţa elaboratorilor studiului.

În lucrarea propusă, accentul va fi pus pe cazul reabilitării centralelor electrice utilizând combustibili fosili, cât şi pe cel al construirii de centrale noi.

Feasibility studies are the main documentations which allow getting decisions either in case of new power plants construction or for retrofitting of existing plants.

By taking into account of the whole project specificities as well as the most suitable valuing/profitability criteria only, the correct results and conclusions will be got. The proper accomplishment of all these requirements depends in a large extent on the study elaborator's ability and experience.

The main topics: case of fossil power plants rehabilitation/construction.

Descriptori: studii de fezabilitate

Proiectul energetic este ansamblul de activităţi investiţionale care implică mobilizarea de resurse materiale, financiare, informaţionale şi umane, în scopul alimentării fără restricţii a consumatorilor cu energie electrică şi termică, cu realizarea nivelului de rentabilitate propus al investitorului.

Activităţile de reabilitare a instalaţiilor termoenergetice existente trebuie să aibă la bază în mod necesar studii de fezabilitate, aceste documentaţii constituind principalul instrument de decizie în adoptarea proiectelor respective.

Durata de viaţă a unui proiect energetic poate fi împărţită în trei etape principale, şi anume:

- etapa preinvestiţională, reprezentând ansamblul activităţilor legate de fundamentarea deciziei de realizare a investiţiei până la luarea acesteia şi deschiderea finanţării;
- etapa investiţională, care durează de la adoptarea deciziei de realizare a proiectului şi punerea în funcţiune a obiectivului;
- etapa operaţională, care reprezintă perioada totală de exploatare a instalaţiilor, făcând obiectul proiectului, până la dezafectarea sau reabilitarea acestora.

Studiul de fezabilitate face parte din etapa preinvestiţională a proiectului energetic, care cuprinde succesiunea următoarelor faze principale: stabilirea oportunităţii privind realizarea proiectului, studiile de prefezabilitate şi fezabilitate, precum şi evaluarea finală şi aprobarea acestuia.

În cadrul fazei de prefezabilitate sunt identificate şi analizate comparativ variantele tehnice de proiect, după care va rezulta soluţia optimă în urma efectuării unei analize tehnico - economice. Va fi de asemenea avut în vedere modul în care soluţia respectivă se încadrează în cerinţele impuse de investitor.

Faza de fezabilitate tratează proiectul în detaliu din punct de vedere tehnico - economic şi financiar, cât şi implicaţiile asupra mediului înconjurător.

În practica unor firme şi instituţii de specialitate consacrate, cele două faze descrise - prefezabilitate şi fezabilitate - sunt tratate nediferenţiat, ceea ce conferă documentaţiilor unice astfel elaborate un caracter mai cuprinzător,

* Biroul de consultaţii tehnice SIEMENS, Bucureşti

ajutând totodată la luarea în mod operativ a deciziei de realizare a investiţiei.

Aşadar, studiul de fezabilitate reprezintă principala documentaţie în procesul decizional, atât în cazul construirii de centrale noi, cât şi în cel al reabilitării instalaţiilor existente. În cele ce urmează, vor fi abordate aspecte esenţiale legate de conţinutul studiului de fezabilitate, cu aplicaţie în domeniul instalaţiilor termoenergetice.

În principiu, studiul de fezabilitate al unui proiect termoenergetic trebuie să trateze următoarele aspecte.

1) Obiectivele urmărite:

- scopul
- sarcinile la care trebuie să răspundă proiectul, respectarea nivelului de siguranţă prestabilit în alimentarea cu energie a consumatorilor şi a parametrilor de calitate a energiei

2) Stabilirea condiţiilor cadru şi a limitelor:

- preţurile locale ale energiei
- infrastructura alimentării cu combustibili
- reţeaua electrică existentă în zonă
- amplasarea consumatorilor

3) Fezabilitatea producerii combinate de energie electrică şi termică (dacă este cazul):

- localizarea cererilor de energie, existenţa unei reţele de distribuţie
- competitivitatea producerii combinate de electricitate şi căldură

4) Amplasament:

- accesul la combustibil şi la reţeaua de distribuţie a energiei electrice
- agentul de răcire
- impactul social şi asupra mediului
- lista amplasamentelor potenţiale

5) Stabilirea puterii/sarcinii nominale a instalaţiilor:

- estimarea cererii de energie şi a tendinţei sale de evoluţie
- contracte existente de furnizare a energiei
- expectaţii privind instalaţiile

6) Soluţiile tehnice:

- prezentarea variantelor posibile
- analiza comparativă a variantelor
- în ce măsură variantele corespund cerinţelor investitorului

7) Analiza economico - financiară:

- baza de date privind cheltuielile (investiţia, combustibilii etc.)
- veniturile
- analiza cost - beneficiu
- fezabilitatea comercială a proiectului din punctul de vedere al investitorului

8) Evaluarea ecologică:

- nivelul emisiunilor poluante în raport cu natura combustibililor şi cu legislaţia în vigoare
- evitarea costurilor externe

9) Recomandări:

- promovarea proiectului dacă rezultatele analizei economico - financiare sunt pozitive
- soluţia optimă ca rezultat al punctajului maxim obţinut (tehnic, economico - financiar etc.).

În cadrul analizei proiectelor de reabilitare a echipamentelor termoenergetice, o atenţie deosebită trebuie acordată următoarelor aspecte:

- utilizarea la maximum posibil a facilităţilor, alimentărilor tehnologice şi infrastructurii existente;
- realizarea compromisului între conceptele „cheltuieli minime - câştig maxim de putere - disponibilitate şi siguranţă în funcţionare maxime".

Analiza economico - financiară a proiectului energetic reprezintă un punct central al studiului de fezabilitate. La baza evaluării sub acest aspect a proiectelor stau o serie de criterii, a căror aplicare corectă depinde de experienţa şi abilitatea elaboratorilor studiului. În cazul analizei proiectelor din domeniul producerii energiei este recomandabilă luarea în considerare a criteriilor enunţate în cele ce urmează.

Valoarea netă actualizată (venitul net actualizat) -VNA, nu este altceva decât suma valorilor actualizate ale fluxului de numerar ale proiectului (flux de numerar: diferenţa dintre veniturile obţinute din realizarea proiectului şi cheltuielile aferente), adică:

$$VNA = -I + \sum_{i=1}^{n} \frac{FN_i}{(1+a)^i},$$

I fiind capitalul investit iniţial, FN_i - fluxul de numerar aferent anului i, a - rata actualizării; n - numărul de ani de viaţă a investiţiei.

În cazul proiectului unic, acesta este rentabil dacă valoarea VNA este pozitivă. La compararea

mai multor proiecte, se recomandă promovarea proiectului cu cea mai mare VNA.

Rata internă de rentabilitate (RIR) este valoarea ratei de actualizare pentru care VNA = 0. În consecinţă:

$$I = \sum_{i=1}^{n} \frac{FN_i}{(1+RIR)^i}.$$

Proiectul unic va fi acceptat dacă RIR este mai mare decât rata de actualizare; în cazul comparării mai multor proiecte, se recomandă alegerea variantei cu cea mai mare RIR.

Cheltuielile actualizate, exprimate fie sub forma cheltuielilor totale actualizate, fie sub forma costului unitar actualizat (CUA), duc la promovarea proiectului pentru care acestea sunt minime. Proiectul unic va fi adoptat dacă CUA este inferior preţului de vânzare al energiei produse.

Raportul beneficiu - cost (B/C) reprezintă raportul dintre valoarea actualizată a tuturor beneficiilor şi capitalul investit iniţial, adică:

$$B/C = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{FN_i}{(1+a)^i}}{I}.$$

În cazul mai multor proiecte, va fi acceptat acela pentru care B/C are valoarea cea mai mare. Proiectul unic va fi adoptat dacă B/C este supraunitar.

Informaţii

În numărul 5, seria B/1996, al revistei Energetica au apărut următoarele materiale:

ION TRISTIU, RACHID CHERKAOUI, ALAIN GERMOND, MIRCEA EREMIA, CONSTANTIN BULAC: Reconfiguration multicritPre pour l'optimisation du fonctionnement des réseaux electriques de distribution

GABRIEL BAZACLIU, THEODOR MICLESCU, MARIUS POMÂRLEANU, VIRGIL DUMBRAVĂ, ALEXANDRU ITOAFĂ: Program de calcul şi metode euristice pentru rezolvarea problemei programării funcţionării optime a sistemului energetic naţional (SEN) pe perioade medii de timp

ALEXANDRU ITOAFĂ, CRISTINA POPESCU: Programarea funcţionării optimale a SEN pe perioade medii de timp

RODICA BALAURESCU: Verificarea siguranţei în funcţionare la declanşări de grupuri. Program de calcul al regimului post-dinamic

VIRGIL DUMBRAVĂ, THEODOR MICLESCU, GABRIEL BAZACLIU: Stabilirea schemelor debuclate de funcţionare în reţelele de distribuţie complexe folosind metode euristice

ANCA POPESCU, MANFRED STEIN, DAN ANASTASIU: Puncte de vedere privind condiţiile de fundamentare şi dimensionare a reţelelor interne ale SEN

MIRCEA SCRIPCARIU, DANIELA SCRIPCARIU: Cu privire la oportunitatea economică a utilizării separatoarelor de secţionare telecomandate

INFORMAŢII

AMBROZIE ITOAFĂ, MIHAELA-DINCĂ PANAITESCU, RODICA BLAHOIANU, GEORGE MANOLESCU: Aspecte mai importante privind planificarea reţelelor electrice de repartiţie

OPTIMIZAREA ECHIPĂRII ŞI FUNCŢIONĂRII PUNCTELOR DE TRANSFORMARE TERMICĂ DIN SISTEMELE URBANE DE ALIMENTARE CU CĂLDURĂ

dr. ing. PETRE TERZI *

Se prezintă un algoritm de evaluare a cheltuielilor de investiţii şi exploatare, care să fie folosit la analizarea variantelor de echipare sau de stabilire a regimului de funcţionare a punctelor de transformare termică din sistemele urbane de alimentare cu căldură a ansamblurilor de locuinţe. Acesta este destinat să fie utilizat de proiectanţi, precum şi de personalul unităţilor de distribuţie a energiei termice.

Se are în vedere că acţiunile de reabilitare prin reechipare cu schimbătoare de căldură moderne trebuie făcute astfel încât să se asigure o maximă eficienţă termică.

Algoritmul prezentat adoptă ca principal criteriu de optimizare minimizarea costului unităţii de energie termică transferată pentru prepararea apei calde de încălzire precum şi a apei calde de consum menajer.

The article presents an assessment of the investment and operation expenses to be used in the analysis of the endowment variants or in the establishment of the operating mode of the thermal process substations from the urban heat supplying systems for the residential buildings. It is designed to be used by desiness, as well as the personnel of the thermal power distribution units.

The rehabilitation works for the refurbishment with modern heat exchangers must be accomplished in such a way as to ensure the maximum thermal efficiency.

The algorithm presented adopts as a main optimization criterion the minimization of the thermal power unit cost transferred to prepare hot water for domestic use.

Descriptori: schimbătoare de căldură, reţele de termoficare

Generalităţi

Cheltuielile de modernizare a punctelor de transformare termică aferente ansamblurilor de locuinţe constituie una din verigile lanţului de cheltuieli care concură la costul unităţii de energie termică-CUET, furnizată de către distribuitorii de energie termică pentru asociaţiile de locatari.

Soluţia tehnică de reechipare a punctelor de transformare termică în cadrul acţiunii de modernizare determină la rândul său modificări ale cheltuielilor de amortisment anual-CAA, ale cheltuielilor de pompare a agentului secundar - CPAS (apă caldă pentru încălzire sau după caz, apă caldă menajeră), precum şi ale cheltuielilor, pentru întreţinere şi reparaţii-CIR.

Încă din anii 1963-64, când s-au construit primele puncte de transformare termică, s-au promovat schimbătoarele de căldură multitubulare, tip ICMA.

Acestea s-au dovedit a fi neperformante termic, cu fiabilitate redusă, cu gabarite mari şi dificultăţi mari de demontare în vederea curăţirii şi reparaţiilor.

În consecinţă, s-a impus o exploatare cu grad ridicat de colmatare a schimbătoarelor, şi deci pierderi mari de sarcină hidraulică, ceea ce a însemnat consumuri exagerate de energie de pompare pentru agentul secundar.

Pentru ameliorarea acestei situaţii în prezent se apelează la utilizarea schimbătoarelor moderne cu plăci, pentru a se elimina dezavantajele de mai sus, dar se constată că aceste schimbătoare au preţuri comparativ mai mari decât cele multitubulare, tip ICMA.

Pentru punerea în evidenţă a ponderii cheltuielilor amintite în preţul energiei distribuite prin intermediul punctelor de transformare termică,

* SPERIN - Bucureşti

se prezintă în cele ce urmează un algoritm de evaluare, care să permită să se stabilească limitele economice de exploatare a schimbătoarelor din punctele de transformare termică, modernizate.

Acelaşi algoritm permite să se stabilească şi departajarea tipurilor de schimbătoare oferite de diverşii furnizori pentru a se găsi opţiunea de reechipare cea mai economică, în prezent existând o ofertă de mare diversitate.

Se apreciază că în acest fel se vine în ajutorul factorilor de decizie care exploatează şi a proiectanţilor care întocmesc documentaţiile tehnice de modernizare a punctelor de transformare termică.

1. Prezentarea algoritmului pentru evaluarea costului unităţii de energie termică - CUET

Echipamentul conducător într-un punct de transformare termică este schimbătorul de căldură, întrucât acesta are ponderea cea mai mare în cheltuielile de amortisment anual, iar prin pierderile de sarcină hidraulică introduse de acesta în circuitul secundar, are o pondere importantă în cheltuielile de vehiculare a agentului termic de încălzire sau apă caldă menajeră.

Principala caracteristică constructiv-funcţională a unui schimbător constituind-o suprafaţa de transfer, s-a adoptat ca indicator de evaluare a cheltuielilor de investiţie care determină cheltuielile de amortisment anual-CAA, costul pentru instalarea unităţii de suprafaţă de transfer exprimată în lei/m^2 şi notată CIUST.

Pentru ca acest indicator să fie mai relevant pentru un punct de transformare termică, la determinarea lui se ia în consideraţie atât preţul schimbătoarelor, cât şi al echipamentelor conexe, cum sunt pompele de circulaţie, armăturile, filtrele, separatoarele de nămol, vasele de expansiune etc.

Valoarea echipamentelor înlocuite dintr-un punct de transformare termică modernizat se determină cu relaţia:

$$Ve=S_{nec} \cdot CIUST, \quad [\text{lei}]$$

în care:

S_{nec} este suprafaţa de schimb necesară pentru schimbătoarele de căldură cu care se reechipează un punct de transformare termică modernizat [m^2];

CIUST- costul pentru instalarea unităţii de suprafaţă de transfer exprimată în [lei/m^2].

În vederea evaluării costurilor anuale de amortizare exprimate în lei/m^2 (notate cu CAA), se foloseşte relaţia:

$$CAA=Ve \cdot \{[1/N+d(1+d)^n]/[(1+d)n-1]\},[\text{lei/an.}] \quad (1)$$

în care:

N este durata de amortizare în ani;

d - dobânda bancară cu care s-ar obţine creditul pentru cheltuielile de modernizare (exprimată zecimal);

n - termenul de rambursare a creditului utilizat pentru finanţarea modernizării unui punct de transformare termică [ani].

Relaţia (1) ia în considerare regula amortismentului proporţional pe o durată stabilită, dar permite şi neglijarea dobânzii bancare atunci când modernizarea se finanţează din fonduri publice sau guvernamentale, nepurtătoare de dobândă.

O altă componentă a costurilor pentru unitatea de energie termică furnizată, aşa cum s-a aratat mai sus, o constituie cheltuielile de vehiculare a agentului termic secundar (de încălzire sau apă caldă menajeră) cu ajutorul pompelor de circulaţie, în cazul circuitului de încălzire, respectiv al pompelor de ridicare a presiunii, în cazul apei calde menajere (notată cu CPAS), exprimate în [lei/kJ].

Pentru evaluarea cheltuielilor de pompare a agentului termic secundar (notat cu CPAS), s-a adoptat relaţia:

$$CPAS=(PAEP \cdot PEE \cdot DAF)/ ETA, \quad [\text{lei/kJ}] \quad (2)$$

în care:

PAEP este puterea absorbită de electropompe [kW];

PEE - preţul energiei electrice [lei/kWh];

DAF - durata anuală de funcţionare [ore /an;]

Energia transferată anual de funcţionare ETA - [kJ/an] se determină cu relaţia:

$$ETA= \rho Gs.Cs.(t_4-t_3).DAF/10^3 \quad [\text{lei/kJ}] \quad (3)$$

în care:

Gs este debitul de agent termic pe circuitul secundar [m^3/s];

Cs - căldura specifică a agentului termic secundar [J/kg.°K];

t_4 - temperatura pe tur secundar [°K];

t_3 - temperatura pe retur secundar [°K];

ρ - densitatea agentului termic secundar [kg/m^3];

Însumând costurile de amortizare CAA, raportate la energia transferată pe durata anuală de funcţionare, cu cele de pompare a agentului termic secundar - CPAS şi cu costurile anuale pentru

întreţinere, reparaţii şi exploatare notat cu CIRE se obţine expresia de evaluare a cotei de participare a modernizării la costul unităţii de energie termică furnizată consumatorilor, sub forma:

CUET= CAA/ETA+CPAS+CIRE [lei/kJ] (4)

Pentru stabilirea expresiilor analitice de calcul pentru factorii componenţi ai expresiei (4), se iau în consideraţie relaţiile de bilanţ termic, utilizând notaţiile din figura 1.

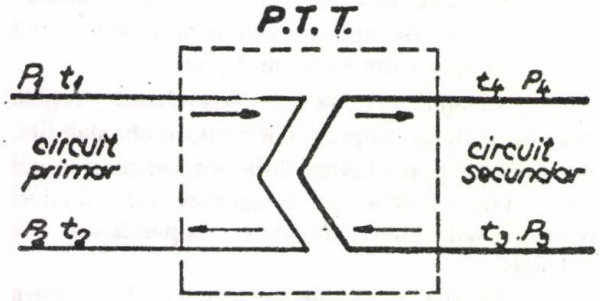


Fig.1.

$Qp=\rho Gp \cdot Cp(t_1-t_2)/10^3$; $Qs=\rho Gs \cdot Cs(t_3-t_4)/10^3$;

$Qt= \varphi KS \cdot DTML$; (5)

în care:

Qp este puterea termică cedată de apă fierbinte din circuitul primar [kW];

Qs - puterea termică preluată de la circuitul primar de circuitul secundar [kW];

Qt - puterea termică transferată de suprafaţa schimbătorului [kW];

Gp şi Gs - debitele de agent termic pe circuitul primar şi respectiv pe secundar [m^3s];

Cp şi Cs - căldurile specifice ale agentului termic primar şi respectiv pe secundar [J/kg.°K];

φ - coeficientul de murdărire a suprafeţelor schimbătoare de căldură ;

S - suprafaţa de schimb de căldură [m^2];

K - coeficientul global de schimb de caldură al schimbătorului [$W/m^2 \cdot °K$];

DTML - diferenţa de temperatură medie logaritmică [°K];

Cp şi Cs - căldurile specifice ale agentului termic primar, respectiv secundar [J/kg.°K];

ρ - densitatea agentului termic primar şi secundar [kg/m^2];

g - acceleraţia gravitaţională [m/s^3].

2. Evaluarea costurilor anuale de amortizare

Pentru a se obţine o relaţie de corelare dintre schimbul de căldură de pe cele două suprafeţe de schimb, în contact cu agentul termic primar, respectiv secundar, se adoptă pentru coeficientul global de schimb de căldură relaţia:

$K = \varphi \; p \cdot Gs^{q} \cdot Gp^{r}$ [$W/m^2 \cdot °K$] (6)

în care:

q şi r sunt exponenţi adimensionali;

p - factor constructiv al schimbătorului [$J.s^{(p+q-1)}/m^{3(p+q)-2} \cdot °K$];

Gp şi Gs - debitele de agent termic pe circuitul primar şi respectiv pe secundar [m^3/s].

Folosind relaţiile (5) rezultă:

$Gp = Gs[\, Cs \cdot (t_4-t_3)\,] / [\, Cp\,(t_1-t_2)\,]$ [m^3/s]; (7)

Aceasta permite să se scrie relaţia care pune în evidenţă dependenţa coeficientului global de schimb de căldură de debitele de pe circuitele secundar şi primar, sub forma:

$K = p.Gs^{(q+r)} \cdot [Cs^{r} \cdot (t_4 - t_3)^{r}] / [\, Cp^{r} \cdot (t_1-t_2)^{r}\,]$; [$W/m^2 \cdot °K$] (8)

Având în vedere că distribuitorul de energie termică pentru consumatorii urbani, conform reglementărilor în vigoare, poate controla numai regimul termic şi hidraulic al circuitului secundar, în relaţia (7) s-a adoptat ca debit de referinţă debitul circuitului secundar Gs.

Folosind relaţiile (5) şi (8) rezultă următoarea relaţie pentru costurile anuale de amortizare:

$CAA=\{1/N+[d(1+d)^n] / [(1+d)^n - 1]\} \cdot \{[0{,}278 \cdot Cp^{r} \cdot (t_1-t_2)^{r} \cdot CIUST] / [\varphi \cdot p \cdot Gs^{(r+q)} \cdot (t_4-t_3)^{r} \cdot DTML \cdot DAF]\}$ în [lei /kJ] (9)

După cum se vede costurile anuale de amortizare sunt dependente de regimul termic al punctului termic şi de regimul hidraulic pe circuitul secundar, care de fapt sunt la dispoziţia personalului de exploatare.

3. Evaluarea costurilor de vehiculare a agentului termic secundar

Puterea electrică absorbită de electropompele pentru vehicularea agentului termic de încălzire de pe circuitul secundar, funcţie de înalţimea de pompare şi debitul vehiculat, rezultă din relaţia:

$PAE = (\, \rho \,.\, Gs \,.\, Hs.\,) / (\, 102 \,.\eta_p\,)$; în [kW] (10)

în care:

Hs este înălţimea de pompare pe circuitul secundar şi rezultă din relaţia $Hs=(P_3-P_4)/(\rho\, g)$ [m],

unde presiunile P_3 şi P_4 corespund notaţiilor din figura1 [Pa];

ρ - densitatea agentului termic secundar [kg /m^3];

η_p - randamentul pompei ;

Gs - debitul vehiculat pe circuitul secundar de încălzire [m^3 /s] .

Înălţimea de pompare efectiv necesară, este dependentă de modulele de rezistenţă hidraulică ale schimbătoarelor de căldură a canalului de distanţă şi a instalaţiilor interioare. În acest fel evaluarea înălţimii efective de pompare se poate face cu relaţia:

$$Hs = Msc \cdot Gs^b \cdot + (Mcd + Mic) \cdot Gs^2 \ [mH_2O] \quad (11)$$

în care:

Msc; Mcd ; Mic reprezintă modulele de rezistenţă hidraulică a schimbătoarelor de căldură, a canalului de distanţă, respectiv a instalaţiilor din clădiri.

În acest caz relaţia (2) pentru evaluarea puterii de antrenare a electropompelor de circulaţie a agentului termic secundar se poate scrie sub forma:

$$PAE=[\rho \cdot Gs \ (Msc \cdot Gs^b \cdot + (Mcd + Mic) \cdot \cdot Gs^2]/ \cdot 102 \cdot \eta_p \quad [kW]. \quad (12)$$

Pentru evaluarea cheltuielilor de pompare a agentului termic secundar-CPAS, se foloseşte relaţia:

$$CPAS=2{,}78 \cdot PAE \cdot PEE \cdot DAF /10^4 \cdot ETA , \quad (13)$$

unde:

PAE este puterea absorbită de electropompe [kW];

PEE - preţul energiei electrice [lei/kWh];

DAF - durata anuală de funcţionare [ore];

ETA - energia transferată anual [kJ].

Din analiza structurii relaţiilor (9) şi (13) se constată că debitul vehiculat pe circuitul secundar (Gs) este un parametru comun, atât al termenului determinant care evaluează costurile anuale de amortisment (CAA), cât şi al costurilor de pompare a agentului termic secundar (CPAS).

Rezultă deci că, pentru un punct de transformare termică modernizat, se poate determina regimul hidraulic optim, care să asigure furnizarea energiei termice cu costuri minime de distribuire.

Această condiţie se realizează prin minimizarea CUET dată de relaţia (4), care reprezintă cota parte a costului modernizării la costul unităţii de energie termică, care se furnizează utilizatorilor.

Analitic, această condiţie se obţine prin anularea derivatei I a relaţiei (9) în raport cu debitul vehiculat de pompele de circulatie Gs, şi deci şi al sarcinii termice corespunzător unui anumit ecart de temperatură între turul şi returul circuitului secundar de încălzire sau apă caldă menajeră, exprimat de relaţia:

$$\delta(CUET)/ \delta(Gs) = 0 \quad (14)$$

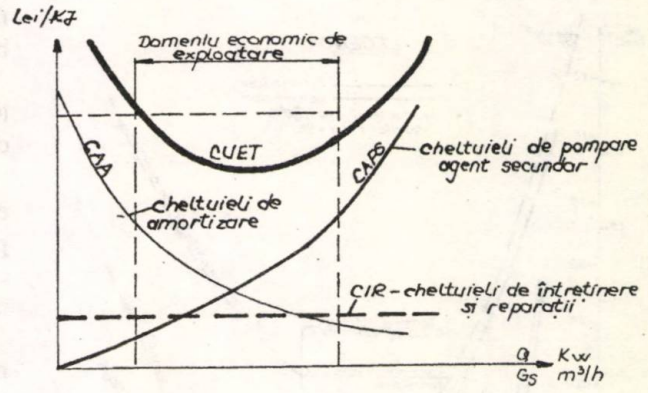


Fig. 2.

O reprezentare grafică calitativă a modului în care se realizează această condiţie se prezintă în figura 2.

În anexă, în figura 3 se prezintă, cu caracter de exemplificare, o evaluare a efectului economic al modernizării unui punct termic în care s-ar intenţiona înlocuirea schimbătoarelor pentru încălzire, prin luarea în consideraţie a două tipuri de schimbătoare.

Se constată eficacitatea algoritmului elaborat pentru recchiparea punctelor termice din sistemele urbane de termoficare, în sensul că programul elaborat permite, pe de o parte, punerea în evidenţă a variaţiei costului total pe unitatea de energie termică funcţie de sarcina termică, iar, pe de altă parte, permite evidenţierea variaţiei elementelor de cost, ceea ce constituie informaţii deosebit de utile pentru personalul de exploatare.

De asemenea, în cazul impunerii unui cost maxim acceptabil pentru costurile de modernizare, astfel încât să nu reclame modificarea tarifului de furnizare a energiei termice, rezultă domeniile optime de exploatare.

Se precizează că în exemplul din figura 3 nu au fost luate în considerare cheltuielile pentru întreţinere şi exploatare din lipsă de date, dar având în vedere că aceste cheltuieli nu variază funcţie de sarcina termică, domeniul de exploatare optimă nu va fi influenţat dacă se iau şi aceste cheltuieli în calcul.

4. O evaluare a efectului economic al înlocuirii schimbătoarelor pentru încălzire în urma modernizării

În figura 3 şi tabelele 1 şi 2 se prezintă, o evaluare a efectului economic al înlocuirii schimbătoarelor dintr-un punct de transformare termică care ar trebui modernizat.

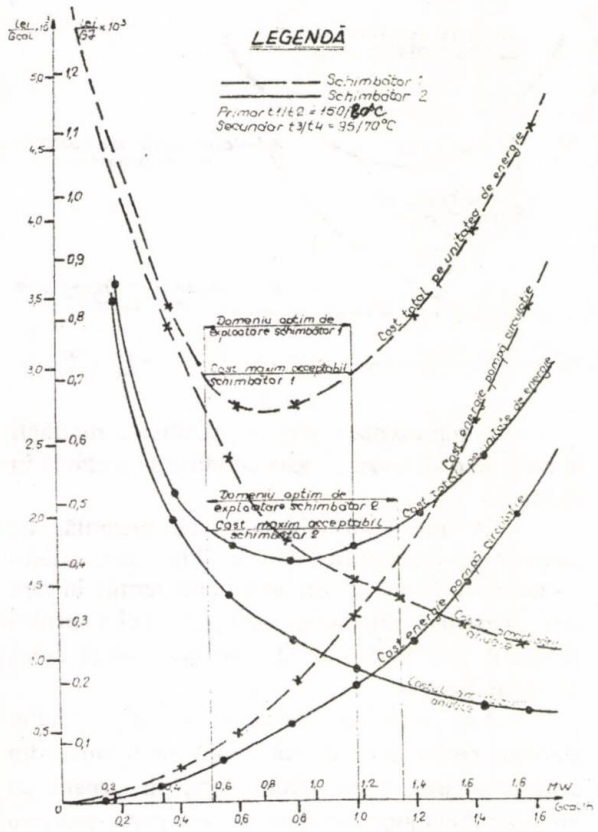


Fig.3. Evaluarea efectului economic al modernizării punctelor termice.

Programul de calcul elaborat pe baza algoritmului prezentat, a luat în consideraţie numai cazul finanţării din surse bugetare a modernizării, avându-se în vedere că, la actualele venituri ale populaţiei, preţul de facturare a căldurii livrate este subvenţionat de la bugetul organelor locale.

Programul de calcul elaborat poate rezolva şi cazul suportării modernizării prin credite de finanţare obţinute de la bănci, şi când dobânda bancară trebuie acoperită prin efectul economic.

În acest caz, în tariful de vânzare a energiei termice trebuie introdusă o cotă de modernizare care să acopere dobânda bancară.

Un aspect interesant apare atunci când efectul economic al modernizării poate acoperi cu prisosinţă dobânda bancară, iar ceea ce rămâne să constituie un beneficiu obţinut de pe urma modernizării.

Programul poate analiza şi efectul modernizării pe secţiuni a unui punct de transformare termică, cu condiţia defalcării cheltuielilor aferente preparării apei calde menajere de cele pentru prepararea agentului termic de încălzire.

De asemenea, în cazul impunerii unui cost maxim acceptabil pentru costurile de modernizare se poate determina o soluţie de reechipare a unui punct de transformare termică, astfel încât să nu reclame modificarea tarifului de furnizare a energiei termice.

În figura 3 se prezintă un exemplu de aplicare a programului amintit în condiţiile utilizării preţurilor din trim. IV 1994, iar energia de pompare se referă numai la cea necesară acoperirii pierderilor de sarcină prin schimbătoarele pentru prepararea agentului termic de încălzire, cu ajutorul pompelor de circulaţie.

Tabelul 1

G_s [kg/h]	CUET [lei/Gcal]	CAA [lei/Gcal]	CPAS [lei/Gcal]	Qcal [Gcal/h]
10000	5643	5588	55	0.200
20000	3448	3228	220	0.400
30000	2837	2341	496	0.600
40000	2746	1864	882	0.800
50000	2940	1562	1378	1.000
60000	3336	1352	1984	1.200
70000	3897	1197	2700	1.400
80000	4603	1077	3527	1.600
90000	5444	981	4463	1.800
100000	6412	902	5510	2.000
t_1 - 150; t_2 = 80; t_3 = 75; t_4 = 95;				
p = 0.210; q = 0.332; r = 0.460; A = 4.1; E - 9; B=2.000; d = 0.01;				
N = 5; DA = 15;				
DAF = 2260; PEE = 70;				
ITAP = 0.70; FI = 0.60;				
CIR = 0; CIUST = 180000; tip scp: schimbător 1				
DTML 1 = 37.28				

Tabelul 2

G_s [kg/h]	CUET [lei/Gcal]	CAA [lei/Gcal]	CPAS [lei/Gcal]	Qcal [Gcal/h]
10000	3562	3517	45	0.200
20000	2128	1965	163	0.400
30000	1743	1398	345	0.600
40000	1685	1098	588	0.800
50000	1798	910	888	1.000
60000	2025	781	1245	1.200
70000	2341	689	1655	1.400
80000	2733	613	2119	1.600
90000	3191	555	2635	1.800
100000	3711	508	3203	2.000
t_1 - 150; t_2 = 80; t_3 = 75; t_4 = 95;				
p = 1.300; q = 0.170; r = 0.670; A = 1.34; E - 9; B=1.850; d = 0.01				
N = 5; DA = 20				
DAF = 2260 ; PEE = 70				
ITAP = 0.70; FI = 0.90				
CIR = 0; CIUS = 1340000; Tip scp: schimbător 2				
DTML 1 = 37.28				

Se remarcă faptul că în cazul analizat, preţurile pe unitatea de suprafaţă de schimb de căldură diferă mult (de la 180 000 lei/m^2 în cazul schimbătorului 1 la 1 340 000 lei/m^2 în cazul schimbătorului 2), dar diferă mult şi performanţele termohidraulice.

Se precizează că în analiza făcută nu au fost luate în considerare cheltuielile pentru întreţinere şi exploatare (CIRE=0), din lipsă de date, dar, având în vedere că aceste cheltuieli nu variază funcţie de sarcina termică, domeniul de exploatare optim nu va fi influenţat. Cunoaşterea acestora însă va putea pune în evidenţă contribuţia acestor cheltuieli asupra costurilor de exploatare.

Dacă se raportează nivelul costurilor prezentate în exemplul din figura 3 cu ponderea elementelor de cost reflectate în tariful practicat de RADET- Bucureşti, aşa cum rezultă din pagina 36 din sinteza raportului asupra situaţiei economico-financiare a municipiului Bucureşti în anii 1992, 1993, 1994, elaborat de D.S.P.- D.S.I.P.T.- Birou Sinteze, în februarie 1995 [3], ponderea costurilor de modernizare la tariful de 26 389 lei/ Gcal se situează în exemplul prezentat între 6,2% şi 10,2%, comparabil cu valoarea cheltuielilor de "reparaţii cu terţii", care de regulă execută lucrări de modernizare şi care are valoarea de 8,4% în raport [3].

De asemenea, ponderea amortismentului rezultă, pe baza datelor prezentate în exemplul din figura 3 ca fiind cuprinsă între 4,1% şi 6,06 % şi este comparabilă cu ponderea de 5,6% cât este menţionat în [3].

Concluzii

Aplicarea pe cazuri concrete aşa cum se prezintă în figura 3 şi tabelele anexe, pune în evidenţă utilitatea metodei expuse, atât pentru evaluarea efectului regimului termic asupra costului energiei termice furnizate, cât şi a soluţiei de reechipare în cazul modernizării unui punct de transformare termică.

BIBLIOGRAFIE

[1] Terzi, P. *Energetical and economical aspects abaut the optimisation of the HVEAC units. Energy today-Internatinal Conference TECHNICAL UNIVERSITY Cluj-Napoca Roumania.* Papers of Conference pag. 234-237.

[2] Terzi, P. *Regarding abaut the efficiency of the LIQUID-GAS heat exchangers.* Papers of 8-th IFOAM International Congress -30 AUG. 1990. Budapest-Hungary.

[3] *Raport asupra situaţiei economico-financiare a municipiului Bucureşti, în anii 1992; 1993; 1994.-* Sinteza Consiliul Local al municipiului Bucureşti. 27 februaruie 1995, pg. 36.

Referent : ing. Natalia Burchiu - GSCI

(Primit la 3 iunie 1996, acceptat la 31 iulie 1996) ❐

Informaţii

Comentarii privind lucrările prezentate la seminarul Siemens KWU din 25 octombrie 1994 de la Bucureşti

Concernul industrial Siemens este unul din cele mai mari din Germania, foarte bine cunoscut pe plan mondial în domeniile produselor electrotehnice, echipamentelor pentru producerea, transportul şi distribuţia energiei electrice şi sistemelor de automatizare, control şi reglare.

Concernul cuprinde 15 departamente, unul din cele mai importante fiind grupul industrial KWU (Kraftwerksunion), a cărui activitate este concentrată pe producerea de energie. La rândul lui, KWU este organizat în următoarele şase divizii:

- Producerea de energie pe bază de combustibili fosili,
- Turbine industriale şi centrale termice industriale,
- Producerea de energie din surse regenerabile şi "Tehnologii noi",
- Tehnica producerii luminii,
- Energie nucleară,
- Combustibili nucleari.

În anul fiscal 1993/94 KWU a avut un număr de 23 700 angajaţi [20]. Până în anul 1993 concernul Siemens a livrat 8200 turbine termice şi turbogeneratoare electrice, a căror putere totalizează 192 GW, precum şi 720 de hidrogeneratoare totalizând o putere de 60 GVA [19].

La fel cu toate marile companii producătoare de echipamente energetice, în perioada ultimilor ani concernul Siemens acordă o mare importanţă activităţilor de reabilitare, modernizare şi retehnologizare a echipamentelor şi instalaţiilor din centralele termoelectrice, din următoarele două motive principale:

- volumul de investiţii în domeniul centralelor termoelectrice (CTE) a scăzut simţitor în ultima perioadă, mai ales în ţările dezvoltate din punct de vedere economic care aveau o pondere importantă în cererea de echipamente energetice;
- un număr mare de echipamente energetice puse în funcţiune în deceniile '60 şi '70 au acumulat timpul de funcţionare pentru care au fost garantate (25 - 30 de ani), dar s-a constatat că prelungirea duratei de viaţă a acestora prin măsuri tehnice adecvate comportă cheltuieli mult mai reduse decât înlocuirea lor cu echipamente noi.

Desigur că rezolvarea prelungirii duratei de viaţă a echipamentelor energetice se poate face în mai multe feluri, în funcţie de ceea ce se doreşte să se obţină prin intervenţia tehnică respectivă, lucru care are influenţă în mod implicit şi asupra costului lucrărilor şi a termenului de realizare.

În linii mari, intervenţiile pentru prelungirea duratei de viaţă la echipamentele termoenergetice pot fi cuprinse în una din următoarele categorii:

■ *Reabilitare,* când se prevăd măsuri menite să asigure echipamentului sau instalaţiei în cauză parametrii tehnici prevăzuţi prin proiect, parametrii care s-au deteriorat prin exploatarea pe timp îndelungat. De asemenea, se repară sau se înlocuiesc piesele sau subansamblurile a căror capacitate de funcţionare în siguranţă s-a epuizat în timp datorită unor fenomene ca fluajul, coroziunea, eroziunea, apariţia de fisuri datorită oboselii termice sau fenomenul tensofisurant etc.

În acest fel se obţine o prelungire a duratei de viaţă a echipamentelor în funcţie de hotărârea beneficiarului privind fondurile financiare şi timpul afectat lucrărilor respective. Se pot obţine astfel prelungiri ale duratei de viaţă cu 5, cu 10 sau 15 ani, sau chiar mai mult.

■ *Modernizare,* când se aplică măsuri tehnice menite să îmbunătăţească parametrii tehnici chiar în raport cu cei pe care îi avea iniţial echipamentul sau instalaţia.

Este vorba de soluţii constructive moderne prin care se asigură randamente mai bune, parametri superiori ai sistemelor de reglare, emisii reduse de substanţe poluante, în consecinţă cu noile reglementări legale, reducerea duratelor reparaţiilor, mărirea intervalului de timp între două reparaţii etc.

Aproape întotdeauna, odată cu reabilitarea se procedează la o modernizare a echipamentelor sau instalaţiilor.

■ *Retehnologizare,* când la un echipament sau instalaţie energetică se prevede aplicarea unor soluţii tehnologice diferite faţă de cele existente, în scopul îmbunătăţirii substanţiale a parametrilor acestora, cum ar fi, în primul rând randamentul, sau ca urmare a schimării radicale a unor condiţii tehnice, respectiv ecologice, impuse de beneficiar. Ca exemple de operaţii de retehnologizare în cazul CTE pot fi date transformarea instalaţiilor care funcţionează în ciclu clasic cu abur în instalaţii funcţionând în ciclu

combinat gaz-abur, transformarea cazanelor pentru a funcţiona cu un combustibil mult diferit de cel iniţial, introducerea unor sisteme de desulfurare sau denoxare în instalaţiile existente etc.

În ţara noastră, datorită schimbărilor structurale radicale care au intervenit în economia naţională după anul 1989, programul de investiţii în domeniul CTE a fost redus în mod substanţial, însă condiţiile existente în sistemul energetic naţional (SEN) în ceea ce priveşte vechimea grupurilor energetice cu puteri mai mari de 100 MW au impus elaborarea unui important program de reabilitări (inclusiv modernizări) şi chiar retehnologizări. Astfel, în perioada 1995 - 2000 este prevăzută reabilitarea de grupuri termoenergetice care totalizează o putere de 5270 MW [21]. Industria românească constructoare de echipamente energetice, care a fost dimensionată pentru a face faţă unui program ambiţios de dezvoltare a SEN [8], face eforturi pentru a se adapta la activitatea de reabilitare a echipamentelor şi instalaţiilor din CTE. Dată fiind amploarea acestei activităţi, companii din străinătate, foarte puternice în domeniu, manifestă un interes deosebit pentru implicarea în programul RENEL de reabilitare şi retehnologizare în colaborare cu industria noastră de profil. Între acestea este şi concernul Siemens, la ale cărui realizări şi posibilităţi în domeniu ne vom referi în continuare.

Reabilitări şi modernizări

Este necesar ca aproape în toate cazurile cele două tipuri de operaţii tehnice să fie aplicate împreună. În concepţia concernului Siemens aceste operaţii trebuie să aibă următoarele rezultate:

1) obţinerea parametrilor prevăzuţi în proiectul iniţial, după o funcţionare de durată;

2) creşterea disponibilităţii;

3) prelungirea duratei de viaţă;

4) îmbunătăţirea randamentului;

5) mărirea puterii;

6) optimizarea pornirilor şi a ciclurilor de creştere a sarcinii; reducerea consumului specific de căldură în perioada de pornire şi creştere a sarcinii;

7) îmbunătăţirea sistemelor de reglare şi protecţie ale turbinei (adaptarea acestora la noi cerinţe ale sistemului energetic);

8) prelungirea perioadelor de timp între reparaţii;

9) scurtarea timpului de execuţie a reparaţiilor.

Siemens deţine paternitatea concepţiei cazanelor de abur "cu străbatere forţată" de tip "Benson" şi a acordat licenţe pentru această concepţie unui număr de şapte mari companii constructoare de cazane între care Deutsche Babcock şi Steinmüller din Germania, Babcock & Wilcox din SUA. De asemenea, prin intermediul acestora beneficiază de substanţă de fabricaţie pentru cazane tip Benson companii constructoare de cazane din Australia, Mexic, Norvegia, Spania etc.

Concernul Siemens abordează în principal lucrări de reabilitare şi modernizare pentru cazane tip Benson şi ele se referă la categoriile mari de operaţii menţionate mai jos [17].

• **Reducerea depunerilor de zgură şi cenuşă şi reducerea de emisii de oxizi de azot.** Pentru reducerea depunerilor de zgură şi cenuşă, în cazul cazanelor care funcţionează cu cărbune, cea mai răspândită măsură care se aplică este schimbarea tipului şi dimensiunilor morilor, astfel încât să se obţină o fineţe de măcinare cât mai bună. Pentru reducerea emisiilor de oxizi de azot (NO_x) în cadrul unei operaţii de reabilitare se pot lua măsuri primare, adică destinate să atenueze producerea acestora încă în procesul de ardere. Astfel de măsuri pot să reducă emisiile de NO_x cu 30 % ... 50 %. Pentru o reducere cât mai substanţială a acestor emisii sunt necesare măsuri secundare, prin care se tratează gazele rezultate din ardere, cu scopul de a se reţine din acestea cantităţi cât mai mari de NO_x. Măsurile secundare de reducere a emisiilor de NO_x sunt foarte costisitoare şi, prin natura lor, intră în categoria operaţiilor de retehnologizare.

Pentru reducerea cantităţii de NO_x produs în procesul de ardere (măsură primară) se prevăd arzătoare speciale, cu introducerea treptată a aerului combustor în flacără, în vederea păstrării temperaturii acesteia sub valori la care formarea de NO_x se produce în mod intens.

În figura 1 este reprezentat în mod schematic un astfel de arzător. In zona (1) a flăcării se produce o ardere intensivă a combustibilului cu un raport redus de aer (primar), în zona (2) pătrunde treptat aer în flacăra avidă de aer (secundar), iar prin (3) este reprezentată recircularea gazului rezultat din ardere înspre flacără astfel încât se obţine în plus o scădere a temperaturii acesteia.

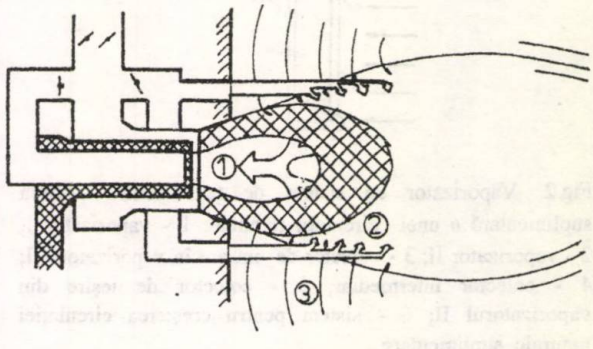


Fig.1. Arzător pentru obţinerea de No_x redus: 1 - zonă de ardere intesivă; 2 - zona pătrunderii aerului secundar; 3 - recircularea gazului rezultat din ardere.

• **Aplicarea circulaţiei naturale suprapuse.** Una din cele mai importante deficienţe care apar în funcţionarea cazanelor cu străbatere forţată de tip Benson o constituie spargererea frecventă de ţevi în sistemul evaporator. Acest fenomen apare mai ales la sarcini reduse ale cazanelor sau la variaţii de sarcină, când se înregistrează reduceri ale fluxului de căldură transmis dinspre focarul cazanului către curentul de apă/sau abur care circulă prin ţevi, cu creşterea locală a temperaturii ţevilor şi spargerea lor în consecinţă. Fenomenul respectiv a creat mari dificultăţi în exploatarea cazanelor de abur de 1035 t/h funcţionând pe lignit care echipează blocurile energetice de 330 MW de la centralele termoelectrice Rovinari şi Turceni.

Pentru evitarea spargerilor frecvente de ţevi în pereţii membrană ai cazanelor Benson în sistemul vaporizator, concernul Siemens preconizează suprapunerea la sistemul respectiv a unui sistem de ţevi care să favorizeze crearea suplimentară a unei circulaţii naturale în zona respectivă, aşa cum este reprezentat schematic în figura 2 [17].

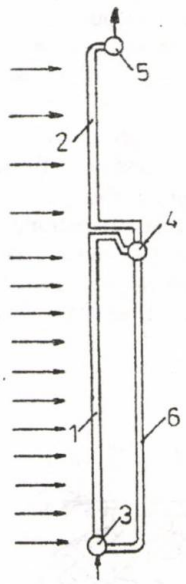


Fig.2. Vaporizator cu sistem de ţevi pentru crearea suplimentară a unei circulaţii naturale: 1 - vaporizator I; 2 - vaporizator II; 3 - colector de intrare în vaporizatorul I; 4 - colector intermediar; 5 - colector de ieşire din vaporizatorul II; 6 - sistem pentru creşterea circulaţiei naturale suplimentare.

Sistemul pentru crearea unei circulaţii naturale suplimentare constă dintr-un număr relativ mare de ţevi dispuse între colectoarele **4** şi **3** şi care constituie "partea rece" a buclei formată între aceste două colectoare de către ţevile vaporizatorului I ("partea caldă" a buclei) şi sistemul de ţevi **6** . Pe lângă circulaţia fluidului apă-abur care ar exista, în mod normal, la un cazan Benson clasic, prin vaporizatorul I **(1)** de la colectorul de intrare **3** înspre colectorul de ieşire **5**, în cazul nostru se suprapune şi o circulaţie naturală (recirculaţie) prin bucla 4-6-3-1-4 în sens descendent (apă) pe porţiunea 4-6-3 şi în sens ascendent (apă-abur) pe porţiunea 3-1-4. În acest fel, fluxul de căldură din focar spre amestecul apă-abur creşte, mai ales la sarcini parţiale, în raport cu situaţia întâlnită la un cazan Benson clasic (fără sistemul 6),(fig.3). Diagramele din figura 3 se referă la un cazan de abur de 1000 t/h, la care sistemul **6** constă din 900 ţevi paralele cu dimensiunile 38,1 mm (diametrul exterior) x 4,8 mm (grosimea). Ţevile vaporizatorului sunt prevăzute la interior cu renuri spirale pentru intensificarea transferului de căldură. Curba 1 se referă la cazanul Benson clasic, iar curba 2 se referă la acelaşi cazan prevăzut cu sistem de ţevi pentru crearea suplimentară a unei circulaţii naturale (cazan îmbunătăţit).

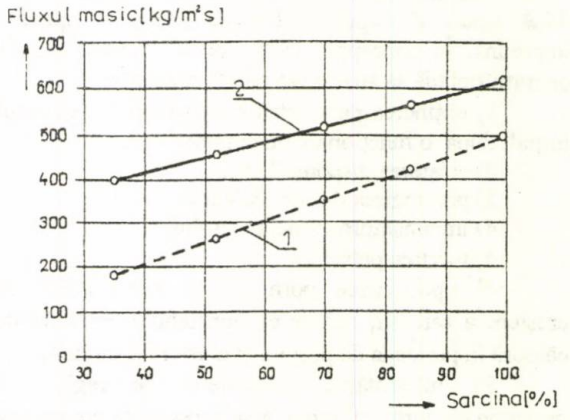


Fig.3.Fluxul masic prin vaporizator: 1 - la cazan Benson clasic; 2 - la cazan Benson îmbunătăţit.

• **Aplicarea sistemului de funcţionare a blocului energetic cu presiune alunecătoare a aburului viu în funcţie de sarcină.** În cazul blocurilor energetice de mare putere, în ultima perioadă de timp se aplică din ce în ce mai frecvent sistemul de funcţionare cu presiune variabilă (alunecătoare) a aburului viu. Concernul Siemens recomandă aplicarea acestui sistem mai ales la blocurile energetice cu

cazane Benson, la care temperatura aburului se poate menţine practic constantă la variaţia sarcinii.

Acest lucru este valabil în mare parte şi pentru funcţionarea cazanelor respective cu presiune constantă a aburului la ieşire din cazan în funcţie de variaţia sarcinii, dar el este mai evident în cazul conducerii funcţionării blocului cu presiune alunecătoare a aburului în funcţie de sarcină, aşa cum se observă în figura 4 [17]. Funcţionarea blocurilor energetice cu presiune alunecătoare a aburului viu în funcţie de sarcină, are următoarele avantaje [15]:

1) Se obţine o îmbunătăţire a randamentului întregii instalaţii, deci o reducere a consumului specific de căldură q . În cazul turbinelor cu abur cu reglare calitativă (prin laminare) a admisiei aburului, reducerea respectivă se înregistrează în tot domeniul de sarcini până la sarcina maximă, în timp ce la turbinele cu reglare cantitativ-calitativă, deci cu ventile de reglare, reducerea consumului specific de căldură prin aplicarea presiunii alunecătoare se produce numai pentru sarcini parţiale până la valori mai mult sau mai puţin apropiate de sarcina maximă. În figura 5 este reprezentată scăderea relativă a consumului specific de căldură $\Delta g/q$ în funcţie de sarcină (puterea la bornele generatorului P_e) pentru cazul aplicării sistemului de funcţionare cu presiune alunecătoare a aburului viu la o instalaţie energetică cu turbină cu abur tip K210-130, construită de uzina LMZ din Sankt Petersburg. Turbina are puterea nominală P_e = 210 MW şi parametrii nominali ai aburului la intrare: 130 bar; 530°C. S-a dat acest exemplu deoarece concernul Siemens are o relaţie de cooperare cu uzina LMZ pe linia modernizării turbinelor cu abur K210-130. Pe de altă parte, în ţara noastră funcţionează un număr important de astfel de turbine.

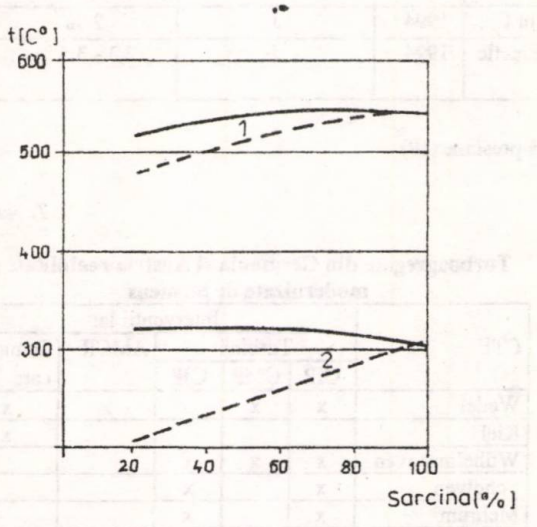


Fig.4. Temperatura aburului într-un cazan Benson în funcţie de sarcină: 1 - ieşirea din supraîncălzitor; 2 - intrarea în supraîncălzitor; ---------- presiune constantă _____ presiune alunecătoare.

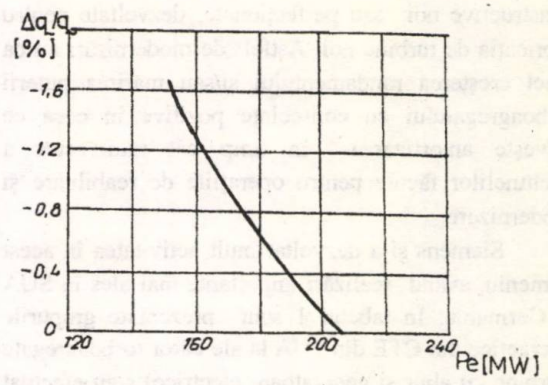


Fig.5. Reducerea consumului specific de căldură la funcţionarea cu presiune alunecătoare a aburului viu în cazul turbinei K21- 130 .

2) Se reduce variaţia de temperatură în funcţie de sarcină în zona din turbina cu abur care funcţionează la temperatură ridicată. În acest fel se reduc solicitările de natură termică în piese importante din turbină (carcase, rotor, palete), din partea de înaltă presiune a acesteia, cu creşterea în consecinţă a disponibilităţii şi a duratei de viaţă. De asemenea, în aceste condiţii se poate proceda la o variaţie mai rapidă a sarcinii blocului [17], referindu-se la o creştere a sarcinii în domeniul 40 % - 100 % cu o viteză de circa 5 % min.

3) La turbinele cu abur fără supraîncălzire intermediară se reduce umiditatea la ultimele trepte, cu consecinţe pozitive în sensul reducerii eroziunii paletelor rotorice la treptele respective.

• **Prelungirea duratei de viaţă şi modernizarea turbinelor cu abur.** Multe centrale termoelectrice (CTE) din lume sunt echipate cu turbine cu abur cu puteri peste 50 MW din perioada anilor '60 - '70. Întrucât maşinile de acest tip sunt construite, în majoritatea cazurilor, pentru o durată de funcţionare de circa 200 mii ore, în ultimii 10 ani a apărut problema scoaterii din uz a maşinilor respective. Epuizarea resurselor de funcţionare după o perioadă de timp de ordinul de mărime amintit apare numai la o parte din piesele sau subansamblurile componente ale turbinelor, şi anume la cele care funcţionează în condiţii de temperaturi ridicate (fluaj, oboseală termică) sau sunt supuse fenomenelor de coroziune şi eroziune. În aceste condiţii apare mult mai economică o intervenţie asupra acestor elemente (reabilitare), în sensul prelungirii duratei de viaţă sau chiar a înlocuirii lor complete, decât înlocuirea turbinei în ansamblu sau a întregii instalaţii a acesteia . Cu ocazia unor astfel de măsuri se procedează şi la modernizarea

elementelor respective prin introducerea unor soluţii constructive noi sau perfecţionate, dezvoltate pentru fabricaţia de turbine noi. Astfel de modernizări au ca efect creşterea randamentului şi/sau mărirea puterii turboagregatului cu consecinţe pozitive în ceea ce priveşte amortizarea în timp cât mai scurt a cheltuielilor făcute pentru operaţiile de reabilitare şi modernizare.

Siemens şi-a dezvoltat mult activitatea în acest domeniu, având realizări importante mai ales în SUA şi Germania. În tabelul 1 sunt prezentate grupurile energetice din CTE din SUA la ale căror turboagregate (turbine cu abur şi generatoare electrice) s-au efectuat operaţii de retehnologizare. În urma acestora s-au obţinut creşteri, uneori importante, ale puterilor unitare [11]. Se menţionează că turboagregatele respective au fost construite iniţial de către alte companii decât Siemens.

termoficare urbană. Starea tehnică a turboagregatului nr. 1 a impus înlocuirea completă a acestuia cu unul nou, cu turbină cu abur cu condensaţie şi priză pentru termoficare urbană, iar la turbina grupului energetic nr.2, care a acumulat 173 mii ore de funcţionare, respectiv 402 porniri, s-au operat modificări importante, care au dus la prelungirea duratei de viaţă a acesteia cu încă 200 mii ore de funcţionare şi creşterea puterii unitare cu 16 MW, ajungându-se astfel la puterea de 137 MW. De asemenea, s-a obţinut o capacitate termică de 300 MJ/s pentru termoficare urbană cu abur de la priza reglabilă a turbinei.

Pentru a obţine aceste efecte s-au aplicat următoarele măsuri constructive:

- înlocuirea completă a corpului de înaltă presiune (CIP) cu un corp cu carcase duble, carcasa exterioară fiind de tip "butoi", adică fără plan de separaţie orizontală, deci cu o formă axial simetrică

Tabelul 1.

Turbogeneratoare din SUA retehnologizate şi modernizate de Siemens

CTE (unitatea)	Combustibilul	Proprietarul	Reabilitare + modernizare		Puterea unitară [MW]	
			Anul	Subansamblul	înainte	după
Black Dog 2	cărbune	Northern States Power Co. - Minnesota	1985	J, I, A, G	90	130
Connecticut Yankee	nuclear	Northeast Utilities Connecticut	1987	J	612	617
Sibley 1	cărbune	Missouri Public Service Co.	1988	J, I, A	56	64
Schiller 6	cărbune, păcură	Public Service Co. New Hampshire	1990	J	60	62
Ninemile Point 4	gaz, păcură	Louisiana Power & Light Co.	1992	J	717	732
Harlee Branch 4	cărbune	Georgia Power Co.	1992	J	490	510
Ninemile Point 5	gaz, păcură	Louisiana Power & Light Co.	1994	J	2 % *)	
Encina 4 & 5	păcură, cărbune	San Diego Gas & Electic California	1994	J	2,3 - 3,5 % *)	

*) creşterea procentuală preconizată

J - rotor şi carcasă interioară de joasă presiune (JP); I - corp de înaltă presiune (IP)

A - AMCR; G - rotor şi stator la generatorul electric.

În tabelul 2 sunt date CTE din Germania şi Austria la care au fost executate (sau sunt în curs de execuţie) lucrări de reabilitare şi modernizare la turbine cu abur şi (în unele cazuri) la instalaţiile AMCR [3]. După cum se observă, la unele turbine s-au efectuat şi adaptări, pentru a se obţine producerea combinată de energie şi căldură (termoficare).

La CTE Wedel menţionată în tabelul 2 au existat două turboagregate cu turbine cu condensaţie pentru care, la atingerea duratei de viaţă garantate, s-a pus problema adaptării turbinelor pentru producerea combinată de energie electrică şi căldură pentru

Tabelul 2

Turboagregate din Germania şi Austria reabilitate şi modernizate de Siemens

CTE	Intervenţii la:				
	Turbină			AMCR	Termoficare
	CIP	CMP	CJP		
Wedel	x	x		x	x
Kiel					x
Wilhelmshaven	x	x	x		
Scholven	x		x		
Mehrum	x		x		
St.Andrä *) (Austria)	x		x	x	x
Niederaussem *)	x		x	x	

pentru reducerea substanţială a solicitărilor termice care apar la carcasele cu plan de separaţie orizontal şi flanşe. De asemenea, în partea de curgere a aburului au fost prevăzute palete statorice şi rotorice cu randamente mărite şi s-au luat măsuri pentru reducerea pierderilor de abur prin etanşările interioare, iar capacitatea de trecere a aburului a fost mărită, pentru a se permite creşterea debitului cu circa 10 %. Pentru aceasta au fost operate şi la cazan modificări care au dus la creşterea debitului de abur al acestuia de la 390 t/h la 430 t/h;

♦ înlocuirea părţii de curgere (paletele) la corpul de medie presiune (CMP) pentru creşterea capacităţii de trecere a aburului şi mărirea randamentului. Analizele efectuate la rotor au dus la concluzia că nu este necesară înlocuirea acestuia. În carcasele CMP au fost prevăzute ştuţuri pentru extragerea aburului necesar la a doua treaptă a sistemului de termoficare urbană;

♦ introducerea unor vane "fluture" pentru reglarea debitului de abur pe cele două conducte care fac legătura între CMP şi corpul de joasă presiune (CJP), astfel încât să se menţină presiunea constantă la priza de abur care alimentează prima treaptă a sistemului de termoficare.

În general, la acţiunile de reabilitare şi modernizare a turbinelor cu abur se aplică următoarele măsuri [2, 11]:

A. Pentru creşterea randamentului şi a performanţelor termice:

- Prevederea de taloane superioare cu pretorsionare [4] la paletele cu reacţiune (concernul Siemens construieşte turbine cu reacţiune) pentru reducerea pierderilor de capăt.

- Utilizarea etanşărilor cu labirinţi "vârf la vârf" (fig.6), care se caracterizează prin valori scăzute ale pierderilor de abur şi prin menţinerea timp îndelungat a acestei caracteristici fără pericolul de distrugere a lamelelor la dilatări diferenţiale mari între rotor şi stator, aşa cum se întâmplă adesea în cazul etanşărilor cu labirinţi cu lamele şi praguri .

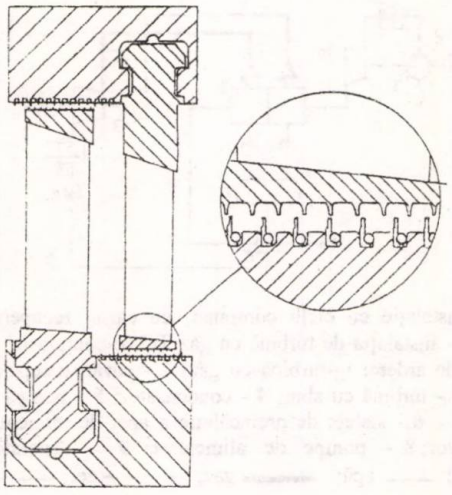


Fig.6. Etanşări cu labirinţi "vârf la vârf".

- Utilizarea de profile de palete moderne cu rază mare la muchia de intrare şi cu curbură continuă spre muchia de ieşire, pentru evitarea desprinderilor curentului de abur în această zonă şi reducerea în consecinţă a pierderilor de muchie. Noile profile de palete sunt mai robuste (cu module de rezistenţă la încovoiere ridicate), ceea ce permite utilizarea unor palete mai înguste, cu pierderi de profil mai reduse.

- Utilizarea la ultimele trepte a unor palete statorice cu muchia de intrare curbată pe înălţime, astfel încât să se obţină o variaţie a densităţii aburului pe înălţimea paletelor, optimă din punctul de vedere al pierderilor prin frecare sau ventilaţie.

- Utilizarea de palete lungi "libere" (fără sârme de amortizare sau rigidizare) la ultimele două trepte de destindere ale turbinelor cu condensaţie.

- Utilizarea de palete lungi, cu profilare optimă din punct de vedere aerodinamic, la ultimele trepte.

Desigur că creşterea randamemtului turboagregatelor are efecte pozitive şi din punct de vedere ecologic. Astfel, la un bloc energetic cu puterea de 700 MW funcţionând cu cărbune creşterea randamentului cu 1 % (în valoare absolută) are ca efect reducerea emisiilor de CO_2 cu circa 100 mil. tone anual.

B. Pentru creşterea disponibilităţii şi a duratei de viaţă:

- Utilizarea rotoarelor monobloc. Pentru construcţia lor se foloseşte oţel marca 26NiCrMoV 145 în conformitate cu norma ASTM-A-470 C1.6.

- Introducerea unor sisteme moderne de reţinere a umidităţii în partea statorică a ultimelor trepte.

- Utilizarea unor materiale rezistente la eroziune şi coroziune în zonele în care se funcţionează cu abur umed.

Durificarea, prin tratament termic superficial cu flacără, a muchiei de intrare la paletele rotorice de la ultimele trepte, pentru protecţia împotriva eroziunii, eliminându-se astfel lipirea de plăcuţe dure, care poate introduce concentrări de tensiuni în palete.

Măsurile menţionate la punctul A pot duce la creşteri importante ale randamentului şi ale puterii unitare ale turbinelor. Astfel, de exemplu, prin aplicarea unor astfel de măsuri şi înlocuirea în consecinţă a rotorului şi statorului CIP şi a celor două statoare şi rotoare de JP cu subansamblurile corespunzătoare modernizate, la turbina cu abur de 1300 MW pusă în funcţiune în anul 1981 la centrala nuclearoelectrică Grafenrheinfeld s-a obţinut o creştere a puterii unitare cu 48 MW.

Dat fiind că în fostele ţări socialiste se găseşte un număr mare de turboagregate de 210 MW cu turbine cu abur fabricate în uzina LMMZ din Sankt

Petersburg, majoritatea acestora fiind puse în funcţiune în perioada anilor '60, concernul Siemens a organizat o cooperare tehnică cu uzina respectivă din Rusia. În cadrul acestei cooperări s-a procedat la modernizarea turbinelor cu abur K210-130 prin aplicarea unor măsuri din categoria A de mai sus. De menţionat că turbinele K210-130 sunt de tipul "cu acţiune" [5]. În principal s-a acţionat asupra următoarelor subansambluri: diafragmele, paletele rotorice, carcasele interioare, difuzorul C3 P, etanşările la rotoare, lagărele, inelele de ulei ale lagărelor.

Prin modernizările menţionate s-a obţinut o creştere a puterii unitare a turbinei cu 30 MW. Pe lângă acestea, s-au operat modernizări şi la sistemul de reglare şi protecţie al turbinei, care în construcţia originală (LMZ) este de tipul mecano-hidraulic. Aceste modernizări constau în principal în suplimentarea sistemului de reglare original cu un convertor electrohidraulic şi un dispozitiv de măsură electronică a turaţiei, precum şi cu alte elemente de construcţie Siemens (tabelul 3).

Tabelul 3

Tipul componentelor din sistemul de reglare şi protecţie al turbinei K 210 - 130 modernizată

Nr. crt.	Componenţa	Tipul constructiv
1	Dispozitivul de măsurare mecanică a turaţiei	LMZ
2	Dispozitivul de măsurare electrică a turaţiei (disc dinţat, senzori de viteză)	SIEMENS
3	Elementul de reglare viteză/putere	LMZ
4	Valvă hidraulică	LMZ
5	Valvă de izolare	SIEMENS
6	Transmiţător electronic de poziţie	SIEMENS
7	Regulator electronic pentru turaţii, putere şi presiune la admisie	SIEMENS
8	Convertor electrohidraulic	SIEMENS

Sistemul de reglare şi protecţie modernizat conferă siguranţă şi sensibilitate sporite în funcţionarea turboagregatului.

Retehnologizarea centralelor termoelectrice

Una din cele mai importante căi de îmbunătăţire substanţială a randamentelor şi de reducere în consecinţă a emisiilor poluante la CTE de construcţie veche o constituie înglobarea instalaţiilor existente, cu turbine cu abur, care funcţionează în ciclu termic clasic Rankine, în instalaţii care funcţionează în ciclu combinat gaz-abur. În acest fel se pot obţine creşteri ale randamentelor de la valori de circa 38 % la valori până la 50 %. În asemenea cazuri, pe lângă măsurile menite să prelungească durata de viaţă a instalaţiilor cu turbine cu abur, se procedează şi la montarea suplimentară în CTE a unor turbine cu gaz şi cazane recuperatoare şi, după caz, la transformarea sau adaptarea cazanelor de abur existente pentru obţinerea unei instalaţii complexe, care să funcţioneze într-un ciclu combinat gaz-abur.

Concernul Siemens acordă o importanţă deosebită dezvoltării tehnologiilor de retehnologizare a CTE prin aplicarea ciclurilor mixte gaz-abur [9, 10, 12, 16, 18]. În tabelul 4 sunt date tipurile de instalaţii funcţionând în cicluri combinate gaz-abur, care se pretează a fi aplicate în acţiunile de retehnologizare a CTE. Dintre acestea cel mai uşor de aplicat sunt cele cu ciclu combinat cu cazan recuperator CR. În figura 7 este reprezentată schema de principiu a unei astfel de instalaţii. Cazanul recuperator 2 are două secţiuni în care se produce abur cu parametrii diferiţi, care este admis în partea de IP şi respectiv în cea de JP a turbinei cu abur 3; acest aranjament rezultă ca fiind optim din punct de vedere termodinamic.

Tabelul 4

Tipuri de cicluri combinate gaz-abur cu aplicare la retehnologizarea CTE

Tipul instalaţiei	CTE nou	CTE existentă cu cazane şi turbine cu abur	CTE existentă cu turbine cu gaz
Ciclu combinat, cu cazan recuperator (CR)	Gazul evacuat din TG produce în CR abur pentru TA	Înlocuirea cazanului cu una sau mai multe TG şi CR	Suplimentarea cu CR şi TA
Ciclu combinat, cu cazan cu arzătoare (C)	Gazul evacuat din TG cu exces mare de aer serveşte ca aer de combustie în C	Înlocuirea VG şi PA cu TG	
Ciclu combinat cu producere de căldură în paralel	TA alimentată cu abur din C şi CR	Suplimentarea cu TG şi CR producător de abur. TG şi CR se utilizează numai pentru preîncălzirea apei de alimentare	

S-a notat cu: C - cazan (cu arzătoare); CR - cazan recuperator; TA - turbină cu abur; TG - turbină cu gaz; VG - ventilator de gaze; PA - preîncălzitor de aer.

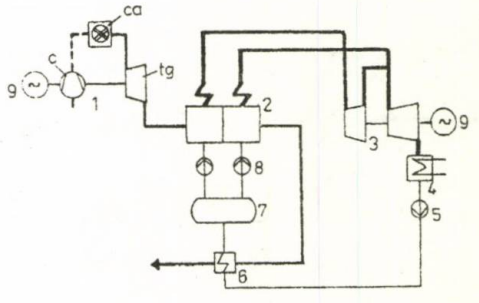


Fig.7. Instalaţie cu ciclu combinat, cu cazan recuperator (CR): 1 - instalaţia de turbină cu gaz TG (c-compresor; ca-camera de ardere; tg-turbina cu gaz) 2 - cazan recuperator (CR); 3 - turbină cu abur; 4 - condensator; 5 - pompă de condens; 6 - sistem de preîncălzire a apei de alimentare; 7 - degazor; 8 - pompe de alimentare; 9 - generatoare electrice; —— apă; ——— gaz; – – – – aer; ——— abur.

Siemens a realizat până în prezent retehnologizări în acest sistem în trei CTE din SUA (tabelul 5).

Tabelul 5

CTE din SUA retehnologizate prin aplicarea ciclului combinat, cu cazan recuperator

CTE	Echipate cu:	Turboagregate cu abur existente	Creşterea de putere
Bergen (unitatea nr.1) Ridgefield , New Jersey	4 TG + 4 CR	1 x 285 MW	de la 285 MW la 650 MW
Manchester Street Station Providence, Rhode Island	3 TG + 3 CR	3 x 44 MW	de la 132 MW la 489 MW
Mc Williams Station Andalusia, Alabama	1 TG + 1 CR	1x26MW+2x x10 MW	de la 46 MW la 153 W

În cele ce urmează se va descrie, pe scurt, modul în care s-a efectuat retehnologizarea la unitatea nr.1 din CTE Bergen, întrucât, pe de o parte, cazul se referă la o instalaţie veche echipată cu turbină cu abur cu putere relativ mare (285 MW), iar, pe de altă parte, prin tipul de ciclu termic adaptat şi prin puterea unitară a turbinei, exemplul respectiv este cel mai apropiat de preocupările care există în ţara noastră în acest sens [1].

Iniţial, unitatea nr.1 de la CTE Bergen avea un turboagregat cu turbină cu abur (TA) cu supraîncălzire intermediară şi condensaţie, cu parametrii aburului 162 bar, 538°C/566°C şi puterea de 285 MW. La punerea în funcţiune, în anul 1959, cazanul a funcţionat cu cărbune; în anul 1970 s-a făcut transformarea cazanului pentru a funcţiona cu păcură. Expertiza tehnică efectuată în anul 1989, după circa 200 mii ore de funcţionare, a relevat o stare tehnică a instalaţiei acceptabilă pentru continuarea exploatării, cu excepţia cazanului şi auxiliarelor acestuia, care necesitau lucrări de reabilitare majore. Acestea ar fi dus la o creştere a disponibilităţii şi o scădere a costurilor de exploatare şi întreţinere, dar condiţiile locale nu permiteau efectuarea de îmbunătăţiri pentru reducerea emisiilor poluante la nivelul cerinţelor .

S-a hotărât executarea unor lucrări de retehnologizare prin înlocuirea cazanului existent cu patru turbine cu gaz (TG), cu puterea unitară de 103 MW, şi patru cazane recuperatoare (CR), în care se produce abur pe seama căldurii conţinute în gazele evacuate din TG şi CR, unde se produce abur la două presiuni diferite, care se introduce în CIP şi respectiv CMP ale TA adaptată pentru noii parametrii (107 bar, 504°C şi respectiv 19,7 bar, 504° C). Consumul specific de căldură al noii instalaţii funcţionând cu gaz natural, a scăzut la nivelul de 8333 kJ/kWh faţă de 12660 kJ/kWh cât era la vechea instalaţie. Cu alte cuvinte, randamentul termic al acesteia a crescut de la circa 28 % la circa 43 %. Din punct de vedere ecologic, situaţia se îmbunătăţeşte simţitor, emisia de CO_2 reducându-se de la 0,82 kg/kWh la 0,36 kg/kWh, iar emisia de NO_x reducându-se substanţial, de la 6 kg/MWh la 0,36 kg/MWh. Instalaţia descrisă mai sus va fi pusă în funcţiune în cursul acestui an.

Studiile efectuate în ţara noastră la ICEMENERG* [1] au demonstrat că prin transformarea unei instalaţii cu turbină cu abur (TA) K 210 - 130 astfel încât să devină instalaţie care să funcţioneze în ciclu combinat gaz-abur, prin înlocuirea cazanului existent cu o turbină cu gaz (TG) şi cazan recuperator (CR), randamentul net poate fi mărit de la 38 % la 50 %, iar emisia de NO_x se poate reduce de 3 - 4 ori. Puterea totală de 334 MW va fi repartizată astfel: TG-225 MW; TA-109 MW. CR furnizează gaz la două presiuni pentru admisia în CIP şi respectiv CMP ale TA.

Concernul Siemens are realizări importante şi în domeniul reducerii emisiilor poluante (SO_x, NO_x) prin introducerea unor instalaţii de reţinere a gazelor respective rezultate din ardere în CTE (măsuri secundare). Aceste realizări nu prezintă un interes imediat pentru CTE din sistemul energetic naţional.

BIBLIOGRAFIE

[1] Alexe, F., Roşu, A., Popescu, M. *NO_x Emission Mitigation by Refitting the Available Thermal and Cogeneration Plants to Combined Steam-Gas Operation*. Regional WEC Seminar "Energy and the Environement-Horizon "2000", 30 March - 1 April 1995, Sinaia - România

[2] Bergmann, D., Drosdziok, A., Jansen, M. *Upgrades Increase the Efficiency and Output of Older Steam Turbines*. In: Siemens Power Journal, International Edition vol.1, No.1, 1993

[3] Buuck, A., Burhenne, C. *Improving the Performance and Extending the Service Life of Wedel Power Plant*. In: Siemens Power Journal, July 1994, International Edition 2/1994

[4] Cârdu, M. *Turbina cu abur de 330 MW - realizare a industriei constructoare de maşini grele* . In: Construcţia de maşini, nr.1, 1974

[5] Cârdu, M. *Elemente de comparaţie între turbinele cu abur cu acţiune şi cele cu reacţiune* . In: Energ, vol.5, Editura Tehnică, Bucureşti, 1988

[6] Cârdu, M. *Recondiţionarea şi modernizarea turbinelor cu abur*. In: Energ, vol.7, Editura Tehnică, 1989

* Actualul Grup de Studii, Cercetare şi Inginerie - GSCI

[7] Cârdu, M. *Preocupation for Some Power Eqipment and Installation Rehabilitation and Repowering, Energy Conversion and Management,* vol 36, No.1, pp.35 - 40, 1995

[8] Cârdu, M. *On the Global Approach of the National Power System Development in Romania, Energy Convers. Mgmt.,* Vol.36, No.2, pp.110 - 108, 1995

[9] Galleda, K., Mever, R.C. *Repowering Fossil-Fueld Power Plants in the US.* In: Siemens Power Journal, International Edition, 2/1994

[10] Hausinger, K., Wittchow, E. *Upgrading Fossil-Fueled Power Plants by Convesion to Combined Cycles.* In: Siemens Power Journal, International Edition 2/1994

[11] Hoshei, P.C. *Steam - Path Upgrades for Cost - Effective Plant Life Extension.* In: Siemens Power Journal, July 1994, International Edition 2/1994

[12] Joice, J.S. *How Gas Turbines Can Improve the Operationg Economy and Environmental Compatibility of New and Old Stream Generation.* In: Siemens Power Journal, No 1 (Dec.1992)

[13] Kirillov, I.I. *Avtomaticeskoe regulirovanie parovîh turbin i gazoturbinnîh ustanovok.* Maşinostroenie, Leningrad, 1988.

[14] Lezue, A., Riedle, K., Wittchow, E. *Entwicklungsten denzen steinkohlebefeurten Kraftwerke.* In: BWK. 41 (1989)

[15] Samoilovici, G.S., Troianovskii, B.M. *Peremenie i perehodnîe regimî o parobîx turbinax.* Energoizdat, Moskva, 1982.

[16] Schon, I. *Efficiency Iprovements in Gas Turbines and Combined Cycle Power Plants.* Regional WEC Seminar - Energy and the Environment Horizon 2000 - 30 March - 1 April 1995, Sinaia Romania

[17] Wittchow, E. *Design Features of Modern Coal Fired Power Plants, Aspects of Economical Power Generation in Romania.* Siemens in Bucharest, October 25, 1994

[18] Wittchow, E. *Reconstrution and Upgrading of Steam Power Plants by the Means of Topping, Paralell Powering and Boosting by Gas Turbines, Aspects of Economical Power Generation in Romania.* Siemens/KWU - Seminar in Bucharest, October 25, 1994

[19] * * * *93 Focus on Power Plants,* Annual Report of the Siemens Power Generation Group KWU

[20] * * * Siemens, Bereich Engineerzeugung, Daten und Fakten 1994

[21] * * * *Development an Modernization of the Romanian Power System,* White House, Conference on Trade and Investment in Central and Eastern, Europa, Jannuary 12 - 13, 1995, Cleveland Ohio.

ing. Mircea Cârdu - SOCET S.A.

ANUNŢ IMPORTANT !

Începând din data de 15 noiembrie 1996 se pot reînnoi cererile de abonamente la revista Energetica pentru anul 1997.

Pentru relaţii suplimentare vă puteţi adresa la GSCI - CIDE, Serviciul Contracte - Marketing, tel. 323.67.30 int. 143, sau la redacţia revistei tel. 321.69.66 int. 149.

CUPRINSUL GENERAL AL REVISTEI ENERGETICA, SERIA A, PE ANUL 1996

EDITORIALE

1. Dumitru Cezar Ionescu, nr. 1, p. 7
2. Eugeniu Pavel, nr.2, p.51
3. Anca Popescu : Prezentarea mesei rotunde privind "Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării", nr.3, p. 99
4. Dumitru Cezar Ionescu: Masa rotundă "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice"-prezentare, nr. 4, p.151
5. Radu Opincaru, Mircea Cârdu, Gabriel Romaşcu: Masă rotundă "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice", nr.6, p. 251 (număr special "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice")

I. ORIENTĂRI ÎN ENERGETICĂ

1. Paul Gheorghiescu: Schiţă de strategie a dezvoltării sectorului hidroenergetic în perioada 1995 - 2005, nr. 1, p.9 (număr special "Probleme actuale şi de perspectivă ale hidroenergeticii româneşti")
2. Valeriu Bogan, Irina Bogan : Gradul actual de valorificare a potenţialului hidroenergetic al României cu evidenţierea unor aspecte care justifică amenajarea în continuare a resurselor hidroenergetice ale ţării, nr. 1, p.39 (număr special "Probleme actuale şi de perspectivă ale hidroenergeticii româneşti")
3. Iacob Voia : Micii producători de hidroelectricitate în România. Necesitate şi şansă, nr. 2, p. 80
4. Călin Mihăileanu: Evoluţii recente în doctrina şi practica planificării integrate a resurselor (IRP) , nr.3, p. 100 (număr special "Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării")
5. Anca Popescu, Doina Popovici, Florica Breazu, Otilia Marin, Monica Popescu, Emil Pop, Gheorghe Vâlcereanu: Compararea diferitelor alternative de producere a energiei electrice în România, nr. 3, p. 108 (număr special "Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării")
6. Anca Popescu, Doina Popovici, Florica Breazu, Otilia Marin: Problema evoluţiei viitoare a reţelei de energie a României, nr. 3, p. 118 (număr special "Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării")
7. Daniela Scripcariu, Mircea Scripcariu, Aureliu Leca : Instrumente şi măsuri necesare pentru stimularea modurilor eficiente de consum al energiei - resurse în cadrul procesului de planificare integrată a resurselor în România, nr. 3, p. 130 (număr special "Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării")
8. Aureliu Leca, Emil Statie: Principii privind promovarea managementului gazului natural în România, nr. 3, p. 135 (număr special "Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării")
9. Dan Hulea, Radu Bucuţa, Anton Korbl : Probleme ale supravegherii şi întreţinerii construcţiilor centralelor din patrimoniul RENEL, nr. 5, p. 210

II. ENERGETICA ÎN UNITĂŢI ECONOMICE

1. Daniela Scripcariu, Mircea Scripcariu, Aureliu Leca: Abordări moderne ale relaţiei furnizor-consumator de energie şi participarea altor organizaţii în cadrul managementului utilizării energiei (DSM), nr. 3, p. 125 (număr special "Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării")
2. Haralambie Cristea, Mihai Ivan: Măsurarea parametrilor şi calculul debit - energie la fluide energetice, nr. 5, p. 223

III. DEZVOLTAREA SISTEMELOR ELECTRO-ENERGETICE

1. Daniela Scripcariu, Mircea Scripcariu, Gheorghe Comănescu, Pavel Buhuş: Un punct de vedere privind criterii economice pentru alegerea proiectelor de investiţii şi pentru modernizarea instalaţiilor energetice, nr. 2, p. 76
2. Dan Pillat: Asupra întocmirii studiilor de fezabilitate privind proiectele energetice, nr. 6, p.275 (număr special "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice")

IV. CONDUCEREA ŞI AUTOMATICA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

1. Manfred Stein, Christiana Bărbulescu, Dan Anastasiu, Dumitru Cezar Ionescu, Paul Iliescu-Saligny, Vasile Iordache: Unele consideraţii privind noţiunea de risc şi managementul acestuia în instalaţiile energetice , nr. 4, p.152 (număr special "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice")
2. Hermina Albert, Dan Preoţescu: Analiza automată a siguranţei în funcţionare a reţelelor electrice, nr. 4, p. 158 (număr special "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice")
3. Mihaela Dobrin: Aspecte specifice privind analiza fiabilităţii instalaţiei de automatizare din centralele electrice pentru sistemul de măsură - reglare şi comandă, nr. 4, p. 167 (număr special "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice")
4. Dumitru Cezar Ionescu: Generarea automată a modelelor markoviene de fiabilitate cu ajutorul algebrei Kronecker, nr. 4, p.174 (număr special "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice")
5. Anatoli Paul Ulmeanu: Asupra utilizării reţelelor PETRI şi a proceselor aleatoare semi-Markov în analiza fiabilităţii sistemelor cu mentenanţă programată, nr. 4, p. 182 (număr special "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice")
6. Manfred Stein, Christiana Bărbulescu, Alexandru Molnar: Contribuţii la aplicarea RCM (Realiability Centered Maintenance) în instalaţiile energetice, nr. 4, p. 190 (număr special "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice")

V. CENTRALE TERMOELECTRICE

1. Constantin Neaga: Influenţa masei minerale interne asupra dinamicii arderii particulei de cocs, nr. 2, p.52
2. Liviu Dragoş, Cătălin Flueraru, Silvia Pressel, Carmen Neagu, Anton Roşu: Aplicarea tehnologiei de ardere în strat fluidizat circulant (ASFC) pentru reabilitarea centralei Comăneşti, nr. 2, p. 60
3. Liana Turcu, Andrei Zabunov: Probleme legate de stabilirea rezervei de durată de viaţă pentru conductele de abur ale unui grup energetic, nr. 2, p. 66
4. Mihai Jădăneanţ: Analiza comparativă a calculului clasic şi a celui folosind eficienţa, pentru turnurile de răcire în contracurent, nr. 3, p. 140 (număr special "Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a surselor ţării")

5. Alexandru Valeriu Binig, Cristiana-Eugenia Ghiţă: O aplicaţie a simulării Monte-Carlo a proceselor Markov (la sistemul de preparare a prafului de lignit al cazanelor de 420 t/h), nr. 5, p. 199
6. Vladimir Gheorghicescu, Gică Ilie: Utilizarea rezervelor suprafeţelor de transfer de căldură ale cazanelor de 420 t/h - lignit, transformate la funcţionarea pe hidrocarburi pentru ridicarea capacităţii termice la cazanele de 420 t/h - CET Progresul, nr. 6, p. 253 (număr special "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice")
7. Vladimir Gheorghicescu, Gică Ilie: Conversia cazanelor energetice din reţeaua RENEL funcţionând pe lignit inferior pentru funcţionarea pe huilă. Particularizare pentru cazanul de 420 t/h - lignit, nr. 6, p. 260 (număr special "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice")
8. Radu Florescu, Tudor Prisecaru, Lucian Mihăescu, Constantin Neaga, Mălina Prisecaru: Analiza teoretică şi experimentală a performanţelor termogazodinamice şi anticorosive ale preîncălzitoarelor de aer neconvenţionale (ceramice), nr. 6, p. 266 (număr special "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice")

VI. CENTRALE HIDROELECTRICE
1. Dumitru Spiridon: Necesitatea realizării unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj de mare putere în România, nr. 1, p. 17 (număr special "Probleme actuale şi de perspectivă ale hidroenergeticii româneşti")
2. Ioan Şoiculescu, Maria Dumitrescu: Soluţii tehnice pentru creşterea producţiei de energie electrică la centralele hidroelectrice în funcţiune, nr. 1, p. 26 (număr special "Probleme actuale şi de perspectivă ale hidroenergeticii româneşti")
3. Gheorghe Luca: Consideraţii privind calculul eficienţei economice a CHE din România, nr. 1, p. 34 (număr special "Probleme actuale şi de perspectivă ale hidroenergeticii româneşti")

VII. CENTRALE NUCLEAROELECTRICE
1. Ioan Rotaru, Iosif Bilegan : Prima unitate a CNE Cernavodă racordată la SEN, nr. 5, p. 229

VIII. REŢELE ELECTRICE
1. Florin Munteanu, Dumitru Ivas, Dumitru Coca: Analiza probabilistică a dependenţei fiabilitate - consum propriu tehnologic în cazul reţelelor de distribuţie a energiei electrice, nr.4, p. 162 (număr special "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor energetice")

IX. ALIMENTARE CU CĂLDURĂ
1. Petre Terzi: Optimizarea echipării şi funcţionării punctelor de transformare termică din sistemele urbane de alimentare cu căldură, nr. 6, p. 278 (număr special "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice")

XII. PROTECŢIA MEDIULUI
1. Ovidiu Ţuţuianu, Emil Dan Fulger, Anca Vieru, Mihai Feher: Premise şi soluţii privind o abordare globală a emisiilor de poluanţi gazoşi şi pe ansamblul termocentralelor RENEL, nr. 2, p. 72
2. Dan Teodorescu: Aspecte privind impactul amenajărilor hidroenergetice asupra mediului relevate în studiile de impact elaborate de Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice, nr. 5, p. 217

XV. ISTORIA ENERGETICII
1. Paul Cartianu : O carte de demult, nr.1, p. 38 (număr special "Probleme actuale şi de perspectivă ale hidroenergeticii româneşti")

XVI. INFORMAŢII
1. Dan Pillat: Precizări privind criteriile de evaluare a rentabilităţii proiectelor energetice, nr. 1, p. 45 (număr special "Probleme actuale şi de perspectivă ale hidroenergeticii româneşti")
2. Dan Gheorghiu, Radu Stoenescu, Ştefan Georgescu, Vasile Popovici: Preocupări privind utilizarea şi valorificarea cenuşii şi zgurii de termocentrale, nr. 2, p. 88
3. Ovidiu Ţuţuianu: Noua lege a protecţiei mediului, nr. 3, p.134 (număr special "Planificarea integrată a resurselor, necesitate pentru utilizarea eficientă a resurselor ţării")
4. x x x First International Conference on Mathematical Methods in Reliability - MMR'97, nr. 5, p.247
5. Mircea Cârdu: Comentarii privind lucrările prezentate la Seminarul Siemens KWU din 25 octombrie 1994 de la Bucureşti, nr. 6, p. 284 (număr special "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice")

XVII. INVENŢII
1. Ioan Petre Polescu, Amalia Ioana Polescu : Recycling technology for plastics injection dies according to RO - 91168 patent - a profitable and competitive business, heading to technological advancement, nr. 5, p. 242

XVIII. PUNCTE DE VEDERE
1. Gheorghe Cocoş : Folosirea Fondului Special de dezvoltare a SEN în interesul consumatorului , nr. 1, p.43 (număr special "Probleme actuale şi de perspectivă ale hidroenergeticii româneşti")

XIX. DE INSTITUTIONIS
1. Anton Roşu: V.G.B. - Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber (Asociaţia Operatorilor din Centrale Mari), nr. 2, p. 92

XX. DE PERSONIS
1. x x x George-Ştefan Panaitescu a împlinit 85 de ani, nr. 2, p.71
2.Gheorghe Hortopan: Profesorul Constantin Buşilă, dascăl şi fondator al Institutului Român de Energie - IRE, nr. 5, p. 244
3. x x x Prof. Costin Moţoiu, nr.5, p. 246

XXI. MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINŢIFICE
1. Ionel Ioana: Congresul VGB 1996, nr, 4, p. 157 (număr special "Siguranţa în funcţionare a instalaţiilor termoenergetice")

XXII. RECENZII
1. Eugeniu Pavel: Lane , D. "Italian Electricity Towards Privatisation and Beyond 2000" (Industria energiei din Italia spre privatizare şi perspectivele acesteia după anul 2000), nr. 4, p. 181 (număr special "Siguranţă în funcţionarea instalaţiilor energetice")
2. Ion Ioniţă: Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M. "Thermal Design and Optimization" (Proiectarea şi optimizarea sistemelor termice), nr. 4, p. 194 (număr special "Ameliorarea performanţelor echipamentelor termoenergetice")

XXIII. DIN ENERGETICA MONDIALĂ
1. nr. 1, p. 16, 33
2. nr. 2, p. 59
3. nr. 4, p. 161, 193

INDICE DE AUTORI PENTRU ARTICOLELE APĂRUTE ÎN REVISTA ENERGETICA, SERIA A, PE ANUL 1996

Albert Hermina, nr. 4, p. 158 (IV, 2)
Anastasiu Dan, nr. 4, p. 152 (IV, 1)

Bărbulescu Christiana, nr, 4, p. 152 (IV, 1), nr. 4, p. 190 (IV, 6)
Bilegan Iosif, nr. 5, p. 229 (VII, 1)
Binig Alexandru Valeriu, nr. 5. p. 199 (V, 5)
Bogan Irina, nr. 1, p. 39 (I, 2)
Bogan Valeriu, nr. 1, p. 39 (I, 2)
Breazu Florica, nr. 3, p. 108 (I, 5), nr. 3, p. 118 (I, 6)
Bucuţa Radu, nr.5, p. 210 (I, 9)
Buhuş Pavel, nr. 2, p. 76 (III, 1)

Cartianu Paul, nr. 1, p. 38 (XV, 1)
Cârdu Mircea, nr. 6, p. (Editorial, 5), nr. 6, p. 284 (XVI, 5)
Coca Dumitru, nr. 4, p. 162 (VIII, 1)
Cocoş Gheorghe, nr. 1, p. 43 (XVIII, 1)
Comănescu Gheorghe, nr. 2, p. 76 (III, 1)
Cristea Haralambie, nr. 5, p. 223 (II, 2)

Dobrin Mihaela, nr. 4, p. 167 (IV, 3)
Dragoş Liviu, nr. 2, p. 60 (V, 2)
Dumitrescu Maria, nr. 1, p. 26 (VI, 2)

Feher Mihai, nr. 2, p. 72 (XII, 1)
Florescu Radu, nr. 6, p. 266 (V, 8)
Flueraru Cătălin, nr. 2, p. 60 (V, 2)
Fulger Emil Dan, nr. 2, p. 72 (XII, 1)

Georgescu Ştefan, nr. 2, p. 88 (XVI, 2)
Gheorghicescu Vladimir, nr. 6, p. 253 (V, 6), nr. 6, p. 260 (V, 7)
Gheorghiescu Paul, nr. 1, p. 9 (I, 1)
Gheorghiu Dan, nr. 2, p. 88 (XVI, 2)
Ghiţă Cristiana- Eugenia, nr. 5, p. 199 (V, 5)

Hortopan Gheorghe, nr. 5, p. 244 (XX, 1)
Hulea Dan, nr. 5, p. 210 (I,9)

Ilie Gică, nr. 6, p. 253 (V, 6), nr. 6, p. 260 (V, 7)
Iliescu - Saligny Paul, nr. 4, p. 152 (IV, 1)
Ionel Ioana, nr.4, p. 157 (XXI, 1)
Ionescu Dumitru Cezar, nr. 1, p. 7 (Editorial, 1), nr. 4, p. 151 (Editorial, 4), nr. 4, p. 152 (IV, 1), nr. 4, p. 174 (IV, 4)
Ioniţă Ion, nr. 4, p. 194 (XXII, 2)
Iordache Vasile, nr. 4, p. 152 (IV, 1)
Ivan Mihai, nr. 5, p. 223 (II, 2)
Ivas Dumitru, nr. 4, p. 162 (VIII, 1)

Jădăneanţ Mihai, nr. 3, p. 140 (V, 4)

Korbl Anton, nr. 5, p. 210 (I, 9)

Leca Aureliu, nr. 3, p. 125 (II, 1), nr. 3, p. 130 (I, 7), nr. 3, p. 135 (I, 8)
Luca Gheorghe, nr. 1, p. 34 (VI, 3)

Marin Otilia, nr. 3, p. 108 (I, 5), nr. 3, p. 118 (I, 6)
Mihăescu Lucian, nr.6, p. 266 (V, 8),
Mihăileanu Călin, nr. 3, p. 100 (I, 4)
Molnar Alexandru, nr. 4, p. 190 (IV, 6)
Munteanu Florin, nr.4, p. 162 (VIII, 1)

Neaga Constantin, nr. 2, p. 52 (V, 1), nr. 6, p. 266 (V, 8)
Neagu Carmen, nr. 2, p. 60 (V, 2)

Opincaru Radu, nr. 6, p. 251 (Editorial, 5)

Pavel Eugeniu, nr. 2, p. 51 (Editorial, 2), nr. 4, p. 181 (XXII, 1)
Pillat Dan, nr. 1, p. 45 (XVI, 1), nr. 6, p. 275 (III, 2)
Polescu Amalia Ioana, nr. 5, p. 242 (XVII, 1)
Polescu Ioan Petre, nr. 5, p. 242 (XVII, 1)
Pop Emil, nr. 3, p. 108 (I, 5)
Popescu Anca, nr. 3, p. 99 (Editorial, 3), nr. 3, p. 108 (I, 5), nr. 3, p. 118 (I, 6)
Popescu Monica, nr. 3, p. 108 (I, 5)
Popovici Doina, nr. 3, p. 108 (I, 5), nr. 3, p. 118 (I, 6)
Popovici Vasile, nr. 2, p. 88 (XVI, 2)
Preoţescu Dan, nr. 4, p. 158 (IV, 2)
Pressel Silvia, nr. 2, p. 60 (V, 2)
Prisecaru Mălina, nr. 6, p. 266 (V, 8)
Prisecaru Tudor, nr. 6, p. 266 (V, 8)

Rotaru Ioan, nr. 5, p. 229 (VII, 1)
Romaşcu Gabriel, nr. 6, p. 251 (Editorial, 5)
Roşu Anton, nr. 2, p. 60 (V, 2), nr. 2, p. 92 (XIX, 1)

Scripcariu Daniela, nr. 2, p. 76 (III, 1), nr. 3, p. 125 (II, 1), nr. 3, p. 130 (I, 7)
Scripcariu Mircea, nr. 2, p. 76 (III, 1), nr. 3, p. 125 (II, 1), nr. 3, p. 130 (I, 7)
Spiridon Dumitru, nr. 1, p. 17 (VI, 1)
Statie Emil, nr. 3, p. 135 (I, 8)
Stein Manfred, nr. 4, p. 152 (IV, 1), nr. 4, p. 190 (IV, 6)
Stoenescu Radu, nr. 2, p. 88 (XVI, 2)

Şoiculescu Ioan, nr. 1, p. 26 (VI, 2)

Teodorescu Dan, nr. 5, p. 217 (XII, 2)
Terzi Petre, nr. 6, p. 278 (IX, 1)
Turcu Liana, nr. 2, p. 66 (V, 3)

Ţuţuianu Ovidiu, nr. 2, p. 72 (XII, 1), nr. 3, p. 134 (XVI, 3)

Ulmeanu Paul, nr. 4, p. 182 (IV, 5)

Vâlcereanu Gheorghe, nr. 3, p. 108 (I, 5)
Vieru Anca, nr. 2, p. 72 (XII, 1)
Voia Iacob, nr. 2, p. 80 (I, 3)

Zabunov Andrei, nr.2, p. 66 (V, 3)

CONTENTS

RADU OPINCARU, MIRCEA CÂRDU, GABRIEL ROMAŞCU: Presentation of the round table on the "Improvement of the thermal power equipment" 251

VLADIMIR GHEORGHICESCU, GICĂ ILIE: The usage of the heat transfer surfaces reserves of the 420 t/h tignite-fired boilers, changed to run on hydrocarbons. Exemplification on the CHP plant Progresul lignite-fired boilers 253

VLADIMIR GHEORGHICESCU, GICĂ ILIE: The change of RENEL'S low grade lignite - fired boilers to bituminous coal-fired ones. Exemplification on the 420 t/h lignite -fired boiler 260

RADU FLORESCU, TUDOR PRISECARU, LUCIAN MIHĂESCU, CONSTANTIN NEAGA, MĂLINA PRISECARU: Theoretical and experimental analysis of the thermal, gasdynamics and anticorrosive performances of the non - conventional (ceramic) air - preheaters 266

DAN PILAT: On Elaboration of Power Project Feasibility Studies 275

PETRE TERZI: Equipment and Operation Optimization of the Thermal Power Transforming substantions from the Urban Heat Supplying Systems 278

INFORMATION

MIRCEA CÂRDU: Comments on the papers presented at the Siemens KWU workshop on 25 October, 1994 - Bucharest 284

General contents of the ENERGETICA review, serie A, for 1996 293

Alphabetic index of the authors of articles published by the ENERGETICA review, serie A, for 1996 295

SOMMAIRE

RADU OPINCARU, MIRCEA CÂRDU, GABRIEL ROMAŞCU: Présentation de la table ronde sur "L'amélioration des performances des installations thermo-énergétiques 251

VLADIMIR GHEORGHICESCU, GICĂ ILIE: L'utilisation des réserves des surfaces d'échange de chaleur des chandières de 420 t/h à lignite, adoptées an fonctionnement à hydrocarbures afin d'augmenter la capacité thermique des chaudières de 420 t/h - de la centrale à production combinée Progresul 253

VLADIMIR GHEORGHICESCU, GICĂ ILIE: La conversion des chaudières énergétiques à lignite de qualité inférieure de RENEL au fonctionnement à houille. Particularition pour la chaudière de 420 t/h à lignite 260

RADU FLORESCU, TUDOR PRISECARU, LUCIAN MIHĂESCU, CONSTANTIN NEAGA, MĂLINA PRISECARU: L'analyse théorique et expéerimentale des performances thermogaz dynamiques et anticorrosives des réchauffeurs d'air non conventionnels (céramiques) 266

DAN PILAT: Sur l'élaboration des études de faisabilité concernant les projets énergétiques 275

PETRE TERZI: L'optimalisation des matériels et du fonctionnement des postes de transformation thermique des systèmes urbains d'alimentation en chaleur 278

INFORMATIONS

MIRCEA CÂRDU: Quelques considérations sur les travaux présentés à l'occasion de la Conférence Siemens KWU, le 25 ème Octobre 1994 de Bcarest 284

Sommaire general de la revue ENERGETICA, serie A, 1996 293

Index alphabetique des auteurs des articles publues dans la revue ENERGETICA, seria A, en 1996 295

INHALT

RADU OPINCARU, MIRCEA CÂRDU, GABRIEL ROMAŞCU: Vorstellung des Gesprächs am runden Tisch "Verbesserung der Leistungen der thermischen KW-Anlagen 251

VLADIMIR GHEORGHICESCU, GICĂ ILIE: Verwendung der nach der Umstellung auf den Betrieb mit Kohlewasserstoffen übersschüssigen Wärmetauscherflächen des 420 t/h - Lignitkessels zur Erhöhung der Wärmeleistung der 420 t/h - Dampferzeuger im Heizkraftwerk Progresul 253

VLADIMIR GHEORGHICESCU, GICĂ ILIE: Der Umbau der RENEL - eigenen Dampferzeuger auf niederkalorischem Lignit für den Betrieb mit Steinkohle. Der Einzelfall der 420 t/h - Lignit-Dampferzeugers 260

RADU FLORESCU, TUDOR PRISECARU, LUCIAN MIHĂESCU, CONSTANTIN NEAGA, MĂLINA PRISECARU: Theoretische und experimentelle Untersuchung der thermodynamischen und korrosionshemmenden Eigenschaften der nichtherkommlichen (keramischen) Luftvorwärmer. 266

DAN PILAT: Zur Frage der Aufstellung von Machbarkeitsstudien für energietechnische Projekte 275

PETRE TERZI: Optimierung der Ausstattung und des Betriebes der Wärmeumformerstellen städtischer Wärmeversorgungssysteme 278

INFORMATIONEN

MIRCEA CÂRDU: Ein Kommentar zu der auf dem Siemens-KWU-Seminar vom 25 Oktober 1994 in Bukarest vorgetragenen Beiträgen 284

Gesamter inhalt zeitschrift ENERGETICA, serie A, erscheinungsjahr 1996 293

Alphabetische abfuhrung der autoren, deren artikel in - den serie A der zeitschrift ENERGETICA, 1996, erschuenen sind 295

СОДЕРЖАНИЕ

РАДУ ОПИНКАРУ, МИРЧЕА КЫРДУ, ГАБРИЕЛ РОМАШКУ: Представление круглого стола "Улучшение качественных показателей теплоэнергетического оборудования" 251

ВЛАДИМИР ГЕОРГИЧЕСКУ, ДЖИКЭ ИЛИЕ: Использование запасов тепла поверхностей теплоотдачи котлов 420 т/ч - на лигните, переобразованных для работы на углеводородов с целью уличшения тепловой мощности котлов 420 т/ч - ТЭС Прогресул 253

ВЛАДИМИР ГЕОРГИЧЕСКУ, ДЖИКЭ ИЛИЕ: Переход энергетических котлов из системы Румынского Электрическва Управления RENEL с работы на лигните низкого качества к работе на каменном угле Иллюстрирование для котла 420 т/ч на лигните 260

РАДУ ФЛОРЕСКУ, ТУДОР ПРИСЕКАРУ, ЛУЧИАН МИХЭЕСКУ, КОНСТАНТИН НЕАГА, МЭЛИНА ПРИСЕКАРУ : Теоретический и экспериментальный анализ термических, газодинамических и антикорозийных качеств современных подогревателей воздуха (керамических) 266

ДАН ПИЛЛАТ : О разработке анализа выгодности энергетических проектов 275

ПЕТРЕ ТЕРЗИ: Оптимизация снабжения и функционирования подстанций термического преобразования из городских систем теплоснабжения 278

ИНФОРМАЦИИ

МИРЧЕА КЫРДУ: Коментарии по работам представленным на Семинаре Siemens KWU - 25 ого октября 1994 г. в Бухаресте 284

Общее содержание журнала ЭНЕРГЕТИКА, серия А, на 1996 год 293

Алфавитный указатель авторов статьей, опубликованных в журнале ЭНЕРГЕТИКА, серия А, 295

Colegiul de Redacţie, Biroul de Redacţie şi redacţia revistei ENERGETICA urează tuturor cititorilor, colaboratorilor şi abonaţilor săi un an nou fericit.

La mulţi ani !

SIEMENS

ORSZÁGOS MŰSZAKI INFORMÁCIÓS KÖZPONT ÉS KÖNYVTÁR 1883

Producerea elastică a energiei pentru a răspunde nevoilor Dumneavoastră precise

Cu turbinele şi tehnologiile utilizate de către Siemens în producerea energiei, instalaţiile industriale cât şi cele de termoficare prin cogenerare pot îndeplini cerinţele de energie termică, electrică şi mecanică în limita costurilor estimate şi cu un impact redus asupra mediului arnbiant. Căldura reziduală sau produsele reziduale rezultate din procesele de producţie din industria chimică sau petrochimică pot fi de asemenea utilizate drept energie primară.

Individualitatea ca trăsătură standard

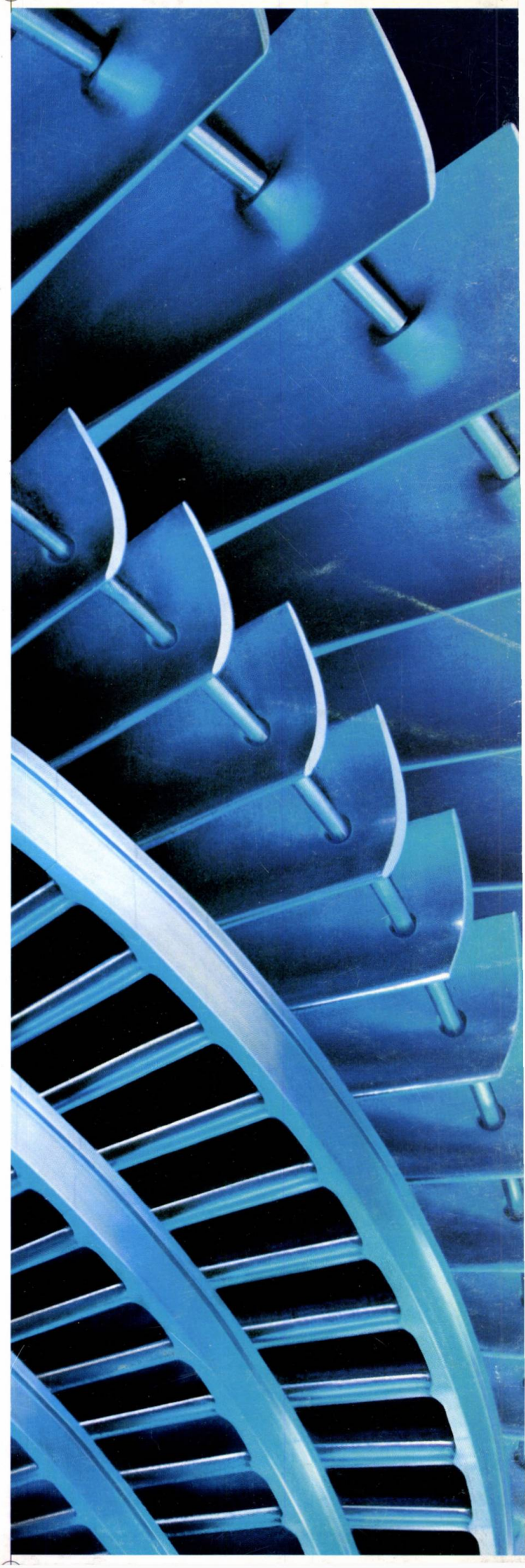
Pentru a răspunde cerinţelor specifice ale industriei, Siemens utilizează de câteva decenii sistemul bloc pentru a produce turbine "confecţionate pe măsura clientului". Aceste turbine utilizează aburul disponibil rezultat din proces pentru acţionarea generatoarelor, compresoarelor, suflantelor sau pompelor. Pe de altă parte, aburul folosit la antrenarea turbinei asigură în subsidiar furnizarea de căldură pentru procesele industriale şi încălzirea încăperilor, fără emisii nocive suplimentare. În plus, instalaţiile industriale cu cogenerare produse de Siemens asigură utilizarea cu cea mai mare eficienţă a combustibilor.

Încredere bazată pe experientă

Turbine sau alte turbomaşini – fie că sînt instalaţii noi sau proiecte de înlocuire a unor instalaţii existente – toate acestea se bazează pe experienţa acumulată pe parcursul derulării a mai mult de 5000 de proiecte în lumea întreagă. Cu puteri de la 1 MW şi până la peste 100 MW, turbinele noastre îndeplinesc cu prisosinţă exigenţele dumneavoastră. Gama noastră de produse este întregită prin activităţi de service competente pe întreaga durată de funcţionare fiabilă a instalaţiilor.

În fotografie: Paletajul unei turbine industriale

Siemens
Producerea energiei

Siemens Büro Bukarest, Str. Zarii Nr.12 sector 5, R-76640 Bukarest

A96001-U113-Z325-X-3B00 PUBLICIS MCD